

**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

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

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 334, № 7, 2023

Издательство
Томского политехнического университета
2023

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)
Контарович 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)
Кочегуров А.И., канд. техн. наук (Россия)
Руи Д., PhD (Португалия)
Зиатдинов Р.А., канд. физ.-мат. наук (Южная Корея)
Спицын В.Г., д-р техн. наук (Россия)
Муравьев С.В., д-р техн. наук (Россия)
Пойлов В.З., д-р техн. наук (Россия)
Лотов В.А., д-р техн. наук (Россия)
Софронов В.Л., д-р хим. наук (Россия)
Бузник В.М., д-р хим. наук (Россия)
Захаров Ю.А., д-р хим. наук (Россия)
Антипенко В.Р., д-р хим. наук (Россия)
Голик В.И., д-р техн. наук (Россия)
Абуталипова Е.М., д-р техн. наук (Россия)
Полищук В.И., д-р техн. наук (Россия)
Хамитов Р.Н., д-р техн. наук (Россия)
Зюев А.М., д-р техн. наук (Россия)
Третьяк А.Я., д-р техн. наук (Россия)
Арбузов С.И., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Ковалев В.З., д-р техн. наук (Россия)
Романенко С.В., д-р хим. наук (Россия)
Кириянова Л.Г., канд. филос. наук (Россия)
Строкова Л.А., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Мазуров А.К., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Мостовщиков А.В., 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)
Глазырин А.С., выпуск. редактор, д-р техн. наук (Россия)

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

Подписной индекс в объединённом каталоге «Пресса России» – 18054

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2023

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

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

Учредителем является Томский политехнический университет.

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

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

«Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» публикует оригинальные работы, обзорные статьи, очерки и обсуждения, охватывающие последние достижения в области геологии, разведки и добычи полезных ископаемых, технологии транспортировки и глубокой переработки природных ресурсов, энергоэффективного производства и преобразования энергии на основе полезных ископаемых, а также безопасной утилизации 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 334, № 7, 2023

EDITORIAL BOARD

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)
Belozarov 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)
Boyarko G.Yu., Dr. Sc., Cand. Sc. (Russia)
Strizhak P.A., Dr. Sc. (Russia)
Glazyrin A.S., managing editor, Dr. Sc. (Russia)

AIMS AND SCOPES

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

The journal was founded in 1903.

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

ISSN (print) – 2500-1019

ISSN (on-line) – 2413-1830

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

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

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

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

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

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

The publication of manuscripts is free of charge.

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

- | | |
|---|--|
| <p>Методика анализа напряженно-деформированного состояния опорно-центрирующего устройства и трубопровода в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта
 Рахматуллина Ю.А., Алексеев В.А., Султанмагомедов Т.С., Хасанов Р.Р.</p> <p>Определение условий реализации вращения деформированной буровой компоновки в режиме стабилизации направления ствола скважины
 Буглов Н.А., Пушмин П.С.</p> <p>Обоснование выбора противопесочных фильтров для эксплуатационных скважин
 Хабибуллин М.Я., Хабибуллин А.М.</p> <p>Bach Ho field geological features identification using well logging data
 Nguyen Xuan Kha, Pham Xuan Son, Hoang Van Quy, Nguyen Tuan, Truong Quoc Thanh, Mai Huu Xuan, Tran Van Xuan</p> <p>Влияние добавки наночастиц меди на свойства буровых растворов
 Третьяк А.Я., Кривошеев К.В., Безмолитвенный Д.И.</p> <p>Опыт применения кислотных обработок на нефтяном месторождении Суэдия (Сирия)
 Альмохаммад А.М., Далфи Заин Алабидин Абд Али Кхалаф, Гнидан Е.В.</p> <p>Управление напряженно-деформированными массивами Талнаха разгрузкой напряжений
 Голик В.И.</p> <p>Разработка комплексного подхода к диагностированию места повреждения воздушной линии электропередачи при однофазных замыканиях на землю на основе алгоритма обработки данных цифровых подстанций
 Сушков В.В., Сухачев И.С., Сидоров С.В.</p> <p>Оценка карстово-суффозионной опасности территории трассы нефтепровода «Чаянда–ВСТО»
 Нечаев Д.А., Строкова Л.А.</p> <p>Получение объемных изделий из металломатричного композита Cu-SiC для энергоэффективных теплопроводящих систем
 Никитин Д.С., Шаненков И.И., Насырбаев А., Вымпина Ю.Н., Орлова Е.Г., Ивашутенко А.С., Сивков А.А.</p> <p>Калибровка одномерных геомеханических моделей с использованием геометрической аппроксимации вывалов
 Коношонкин Д.В., Рукавишников В.С., Шадрин А.С., Антонов А.Е., Куприянова К.А.</p> <p>Использование дикими копытными рудничной воды в истоках р. Уссури, на территории национального парка «Зов тигра»
 Паничев А.М., Барановская Н.В., Арамилев В.В., Чекрыжов И.Ю., Вах Е.А., Ветошкина А.В., Луценко Т.Н., Стрепетов Д.А.</p> <p>Тепловые схемы геотермальной энергетики
 Янковский С.А., Лавриненко С.В., Цибульский С.А., Янковская Н.С., Гамов Д.Л.</p> <p>Особенности строения и характер загрязнения верхней части разреза нефтехранилищ в долине реки Волги
 Мингалева Т.А., Шакуро С.В., Егоров А.С.</p> | <p>7 Method of analysis of the stress-strain state of a base-centering device and a pipeline when carrying out the complex of emergency and recovery repairs
 Rakhmatullina Yu.A., Alekseev V.A., Sultanmagomedov T.S., Khasanov R.R.</p> <p>17 Determination of the conditions for the implementation of the deformed drilling layout rotation in the mode of stabilization of the borehole direction
 Buglov N.A., Pushmin P.S.</p> <p>26 Rationale for selecting sand filters for production wells
 Khabibullin M.Ya., Khabibullin A.M.</p> <p>35 Выявление геологических особенностей месторождения Бах Хо по данным ГИС
 Нгуен Суан Кха, Фам Суан Сон, Хоанг Ван Куи, Нгуен Туан, Чыонг Куок Тхань, Май Хуу Суан, Тран Ван Суан</p> <p>43 Influence of the additive of copper nanoparticles on the properties of drilling fluids
 Tretyak A.Ya., Krivosheev KV., Bezmolitvenny D.I.</p> <p>50 Experience of using acid treatments in the oil field Suwaydiya (Syria)
 Almohammad A.M., Zain Alabidin Dalfi Abd Ali Khalaf, Gnidan E.V.</p> <p>59 Controlling stress-deformed Talnakh arrays by stress unloading
 Golik V.I.</p> <p>66 Development of a comprehensive approach to diagnosing the overhead line faults location in single-phase ground faults based on a digital substation data processing algorithm
 Sushkov V.V., Sukhachev I.S., Sidorov S.V.</p> <p>78 Assessment of karst-suffusion hazard of the Chayanda–ESPO oil pipeline in Yakutia
 Nechaev D.A., Strokova L.A.</p> <p>93 Obtaining bulk products from Cu-SiC metal-matrix composite for energy-efficient heat-conducting systems
 Nikitin D.S., Shanenkov I.I., Nassyrbayev A., Vympina Yu.N., Orlova E.G., Ivashutenko A.S., Sivkov A.A.</p> <p>102 Calibration of one-dimensional mechanical earth models using geometric approximation of borehole breakouts
 Konoshonkin D.V., Rukavishnikov V.V., Shadrin A.S., Antonov A.E., Kupriyanova K.A.</p> <p>111 Consumption of mine water by wild ungulates in the sources of the Ussuri river, on the territory of the national park «Call of the tiger»
 Panichev A.M., Baranovskaya N.V., Aramilev V.V., Chekryzhov I.Yu., Vakh E.A., Vetoshkina A.V., Lutsenko T.N., Strepetov D.A.</p> <p>122 Cycle diagram of geothermal energy
 Yankovsky S.A., Lavrinenko S.V., Tsubulskiy S.A., Yankovskaya N.S., Gamov D.L.</p> <p>137 Features of the structure and nature of pollution of the upper part of the section of oil storage facilities in the Volga River valley
 Mingaleva T.A., Shakuro S.V., Egorov A.S.</p> |
|---|--|

- | | |
|--|--|
| <p>Плотность нефтегазоносности и глубинного теплового потока территории (юго-восток Западной Сибири)
 Крутенко Д.С., Исаев В.И., Кузьменков С.Г.</p> <p>Features of formation, material composition and geological structure of rare metal and pegmatite deposits of the Kalba region on the example of the Yubileinoe deposit
 Oitseva T.A., Dyachkov B.A., Bissatova A.Ye., Orazbekova G.B., Zinyakin S.S.</p> <p>Distribution of natural radionuclides in ashes, collected by thermal power plants electrostatic precipitator
 Nazirov R.A., Vede P.Yu., Tarasov I.V., Zhuikov A.V., Sergunicheva E.M., Tolochko O.R.</p> <p>Диатомиты и опоки месторождений Западного Казахстана: литология, структурно-текстурные параметры, потенциал использования
 Смирнов П.В., Жакипбаев Б.Е., Староселец Д.А., Дерягина О.И., Баталин Г.А., Гареев Б.И., Вергунов А.В.</p> <p>Анализ изменений уровней подземных вод четвертичных отложений юго-восточной части Иртыш-Обского артезианского бассейна
 Балобаненко А.А., Васильев Д.И., Дутова Е.М., Кузеванов К.И.</p> <p>Расчет термодинамических и кинетических параметров реакций каталитического крекинга с участием кислотных центров Льюиса и Брэнстеда
 Назарова Г.Ю., Ивашкина Е.Н., Мальцев В.В.</p> | <p>148 Density of hydrocarbons and deep heat flow of the territory (southeast of Western Siberia)
 Krutenko D.S., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G.</p> <p>164 Особенности формирования, вещественного состава и геологического строения редкометалльных пегматитовых месторождений Калбинского региона на примере Юбилейного месторождения
 Ойцева Т.А., Дьячков Б.А., Бисатова А.Е., Оразбекова Г.Б., Зинякин С.С.</p> <p>177 Распределение естественных радионуклидов в золах, улавливаемых электрофильтрами тепловых электростанций
 Назиров Р.А., Веде П.Ю., Тарасов И.В., Жуиков А.В., Сергуничева Е.М., Толочко О.Р.</p> <p>187 Diatomites and opoka from Western Kazakhstan deposits: lithogeochemistry, structural and textural parameters, potential of use
 Smirnov P.V., Zhakipbayev B.E., Staroselets D.A., Deryagina O.I., Batalin G.A., Gareev B.I., Vergunov A.V.</p> <p>202 Analysis of changes in groundwater levels in quaternary deposits in the south-eastern part of the Irtysh-Ob artesian basin
 Balobanenko A.A., Vasilyev D.I., Dutova E.M., Kuzevanov K.I.</p> <p>214 Calculation of thermodynamic and kinetic parameters of catalytic cracking reactions on Lewis and Brønsted acid sites
 Nazarova G.Yu., Ivashkina E.N., Maltsev V.V.</p> |
|--|--|

УДК 622.692.4.07

МЕТОДИКА АНАЛИЗА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА И ТРУБОПРОВОДА В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСА АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА

Рахматуллина Юлия Александровна¹,
yuramat@bk.ru

Алексеев Вадим Александрович¹,
alex_vadiim@mail.ru

Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович¹,
tsultanmaga@gmail.com

Хасанов Рустям Рафикович¹,
hasanov25@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 8/3.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью проведения расчетов напряженно-деформированного состояния опорно-центрирующего устройства при смещении осей вследствие наличия остаточных напряжений в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта по вырезке дефектного участка трубопровода.

Целью исследования является оценка возможности применения конструкции устройства и проведения расчета напряженно-деформированного состояния устройства при смещении осей граничных участков трубопровода из-за сброса предварительных напряжений при проведении комплекса аварийно-восстановительного ремонта по вырезке дефектного участка трубопровода.

Объектами исследования являются граничные участки заменяемого трубопровода при воздействии на него опорно-центрирующего устройства, установленного на трубопровод при проведении ремонтных работ.

Методы: методы классической теоретической механики, механики грунтов, метод конечных элементов.

Результаты. На основе патента разработана предварительная 3D модель опорно-центрирующего устройства и методика анализа граничных условий и нагрузок, влияющих на устройство и трубопровод в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта. Проведен расчет НДС (напряженно-деформированное состояние), где получены следующие результаты: при смещении рамы вниз/вверх на 100 мм в устройстве соответственно по длине и перемещению возникают напряжения в местах соединения охватывающего кольца и рамы, а также на «ушках», превышающие предел текучести стали; коэффициент трения μ для рассматриваемого диаметра 1020 мм не должен превышать 0,15 для предотвращения возникновения участков пластической деформации трубопровода при проведении комплекса аварийно-восстановительного ремонта по вырезке дефектного участка в условиях болот.

Ключевые слова:

ремонт, дефектный участок, трубопровод, опорно-центрирующее устройство, проектное положение, предварительный расчет, напряженно-деформированное состояние, метод конечных элементов.

Введение

Трубопроводный транспорт – наиболее эффективный способ транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов. Проектирование и строительство трубопроводов должно отвечать требованиям надежности и безопасности. Для нормальной работы трубопроводов проводят диагностическое обследование, а также плановый и капитальный ремонт [1].

К основным дефектам, выявляемым при обследовании, относятся внутренние, такие как эрозия и коррозия внутренней стенки трубопровода, и внешние – дефекты геометрии «тела» трубы, трещины в сварных соединениях, потери металла, уменьшающие толщину стенки [2].

Перечисленные дефекты обнаруживаются внутритручными инспекционными приборами и методами неразрушающего контроля. Способ и место прокладки трубопровода оказывают большое влияние на процесс эксплуатации и ремонта дефектных участков. Самым эффективным способом ремонта магистраль-

ного трубопровода является вырезка этого участка. Способ ремонта заключается в определении дефектного участка, его вскрытии, вырезке и замене. В работе рассматривается трубопровод, проложенный в неустойчивом просадочном грунте – болоте.

При вырезке дефектного участка возникает проблема смещения оси граничных дефектному участкам трубопровода из-за сброса предварительных напряжений, возникающих при эксплуатации. Вследствие этого возникают трудности установки новой катушки, так как происходит смещение оси трубопровода относительно проектного положения. Для точной установки новой катушки есть необходимость использования устройства фиксации положения трубопровода и центровки концов относительно друг друга без допущения возникновения дополнительных напряжений. Устройство устанавливается на граничных дефектному участку частях трубопровода перед вырезкой дефектного участка для закрепления трубопровода в необходимом проектном положении.

Болото представляет собой избыточно увлажненный участок земной поверхности, покрытый слоем торфа мощностью 0,5 м и более.

По характеру передвижения техники по болотам болота подразделяются на следующие типы:

- I тип – болота, целиком заполненные торфом, где допускается работа и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением 0,02–0,03 МПа или работа обычной техники с помощью щитов, дорог, снижающих удельное давление на поверхность залежи до 0,02 МПа;
- II тип – болота, целиком заполненные торфом, на них допускаются работа и передвижение строительной техники только по щитам, дорогам, снижающим удельное давление на поверхность залежи до 0,01 МПа;
- III тип – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой. Здесь допускается работа только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств [3].

Проанализировав патентные разработки [4–10], авторы выбрали патент [10], на основе которого проводится исследование. На рис. 1 представлен выбранный патент [10], где предлагается внедрение центрирующего устройства для комплекса аварийно-восстановительного ремонта магистральных трубопроводов на болотах первого типа и обводненных участках.

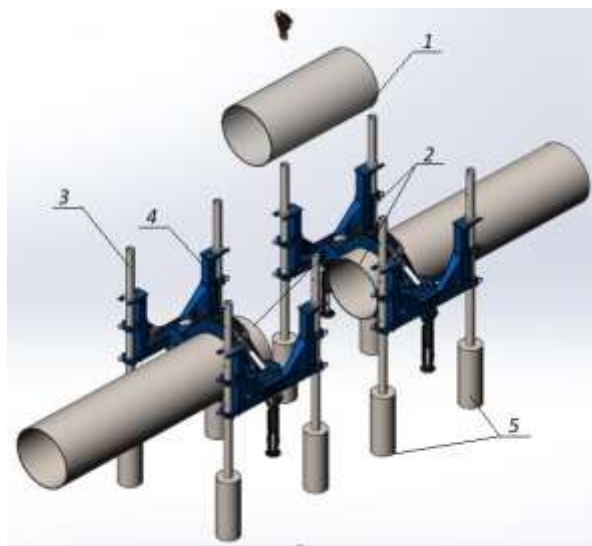


Рис. 1. Опорно-центрирующее устройство [10]: 1 – заменяемый участок трубопровода; 2 – граничные заменяемому участку части трубопровода; 3 – направляющие; 4 – рама; 5 – сваи

Fig. 1. Support-centering device [10]: 1 – replaced section of the pipeline; 2 – boundary parts of the pipeline section to be replaced; 3 – guides; 4 – frame; 5 – piles

При использовании опорно-центрирующего устройства в самом устройстве и в трубопроводе могут возникнуть недопустимые напряжения [11], которые приведут к разрушению устройства и возникновению новых дефектов на торцах граничных дефект-

ному участку частей трубопровода в процессе центрирования оси трубопровода в проектное положение. Для предотвращения предполагаемых опасностей используется расчет методом конечных элементов [12].

Для подтверждения возможности использования данного устройства необходимо произвести расчет устройства и трубопровода на прочность и устойчивость. Для расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода необходимо приложить такие нагрузки и воздействия, как давление грунта и захвата устройства, заземление в местах соединения с опорно-центрирующим устройством, предварительный изгиб.

Целью исследования является оценка возможности применения конструкции устройства и проведение расчета напряженно-деформированного состояния устройства при смещении осей граничных участков трубопровода из-за действия упругих напряжений при проведении комплекса аварийно-восстановительного ремонта по вырезке дефектного участка трубопровода.

Задачи:

- 1) разработка предварительной 3D модели на основе патента, разработка методики анализа граничных условий и нагрузок, влияющих на устройство и трубопровод в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта;
- 2) предварительный расчет НДС и устройства в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта;
- 3) разработка экспериментального стенда.

Технология проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта по вырезке дефектного участка в условиях болот приведена на рис. 2.

Методика определения напряженно-деформированного состояния

Напряженно-деформированное состояние – совокупность напряжений и деформаций, которые возникают при воздействии на конструкцию внешних нагрузок. Расчет НДС позволяет определить внутренние напряжения, деформации и перемещения в различных точках рассматриваемого тела. Проведение ремонта трубопровода по замене дефектного участка с использованием опорно-центрирующего устройства для центровки оси граничных участков трубопровода и приведение его в проектное положение является сложным процессом с точки зрения сохранения прочности и устойчивости рассматриваемой конструкции.

Для подтверждения возможности использования опорно-центрирующего устройства для определенных параметров трубопровода необходимо определить максимальные значения усилий и перемещений, прикладываемых к устройству, которые выдержит конструкция, при этом восстановит проектное положение трубопровода.

Необходимо получить зависимость перемещения трубопровода от прикладываемых на устройство усилий для выявления критических значений, воздействующих на рассматриваемое опорно-центрирующее устройство.

На рис. 3 представлена схема установки опорно-центрирующего устройства на трубопровод.

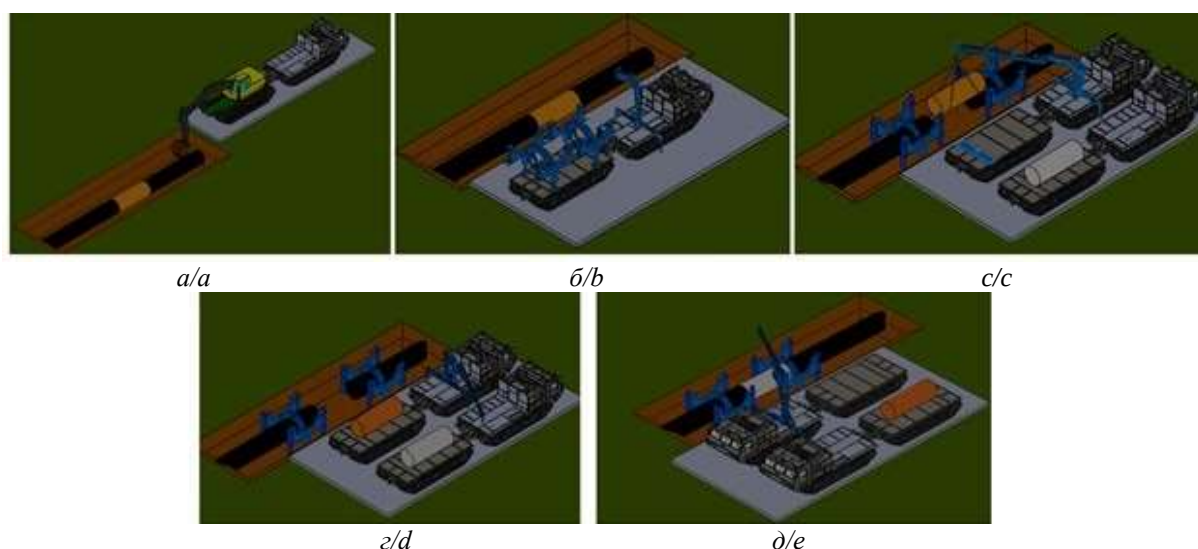


Рис. 2. Технология проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта по вырезке дефектного участка в условиях болот [13]: а) разработка траншеи с помощью экскаватора, установленного на понтон; б) заезд на понтон гидроманипулятора с опорно-центрирующими устройствами; в) установка опорно-центрирующего устройства, подъезд техники с новой «катушкой», установка газорезочной машины и осуществление вырезки; г) подъем дефектной катушки, регулировка концевых участков трубопровода по горизонтали и вертикали, приведение к соосности; д) установка, приваривание и изоляция новой катушки, демонтаж опорно-центрирующего устройства, засыпка траншеи

Fig. 2. Technology of carrying out a complex of emergency repair for cutting out a defective area in swamps [13]: а) digging a trench using an excavator mounted on a pontoon; б) arrival on the pontoon of a hydraulic manipulator with support-centering devices; в) installation of a support-centering device, access to equipment with a new «coil», installation of a gas cutting machine and cutting; г) lifting the defective coil, adjusting the end sections of the pipeline horizontally and vertically, bringing it to alignment; д) installing, welding and insulating a new coil, dismantling the support-centering device, trench backfilling

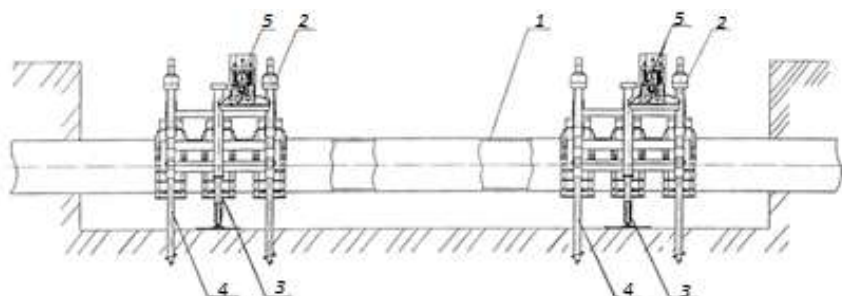


Рис. 3. Схема установки опорно-центрирующего устройства на трубопровод [13]: 1 – трубопровод; 2 – фиксирующие устройства; 3 – силовые цилиндры; 4 – винтовые анкеры; 5 – силовые станции

Fig. 3. Scheme of installation of the support-centering device on the pipeline [13]: 1 – pipeline; 2 – fixing devices; 3 – power cylinders; 4 – screw anchors; 5 – power stations

Для проведения расчета методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS необходимо определить исходные размеры геометрии устройства и нагрузки, воздействующие на трубопровод и устройство.

Выбраны следующие геометрические параметры модели:

- диаметр трубопровода $D_n=1020$ мм;
 - толщина стенки трубопровода $\delta=20$ мм;
 - диаметр сваи $D_{св}=200$ мм;
 - длина сваи $L_{св}=1 \dots 9$ м;
 - толщина стенки охватывающего кольца $\delta_k=60$ мм.
- Граничные условия, нагрузки и воздействия:
- сила, прикладываемая к раме устройства F ;
 - температурный перепад в трубопроводе $\Delta t=50$ °C;

- жесткая заделка в сечении трубопровода, находящегося в грунте;
- жесткое закрепление сечения сваи, находящегося в грунте;
- упругая опора поверхности трубопровода, находящегося в грунте;
- упругая опора поверхности свай, находящихся в грунте.

Характеристика стали устройства:

- предел текучести $\sigma_T=350$ МПа;
- предел прочности $\sigma_B=510$ МПа;
- модуль упругости $E=2,06 \cdot 10^{11}$ Па;
- коэффициент Пуассона $\nu=0,3$.

На рис. 4 отображены исходные данные, необходимые для проведения предварительного расчета.

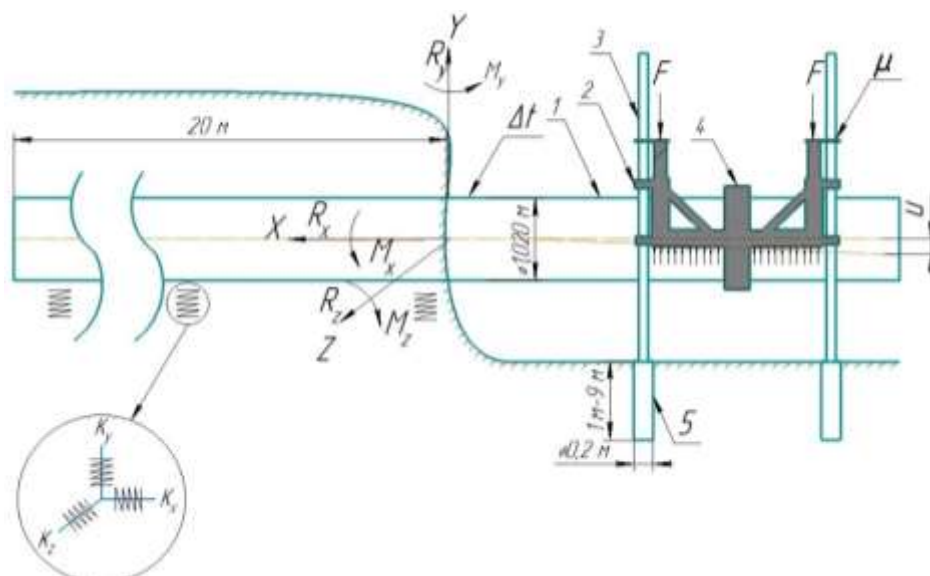


Рис. 4. Расчетная схема: 1 – трубопровод; 2 – рама; 3 – направляющие; 4 – охватывающее кольцо; 5 – анкеры; F_1 – сосредоточенная сила; Δt – температурный перепад; μ – коэффициент трения, задаваемый между рамой и направляющими; u – смещение оси трубопровода в процессе проведения ремонта

Fig. 4. Design scheme: 1 – pipeline; 2 – frame; 3 – guides; 4 – covering ring; 5 – anchors; F_1 – concentrated force; Δt – temperature difference; μ – friction coefficient set between the frame and the guides; u – displacement of the pipeline axis during the repair

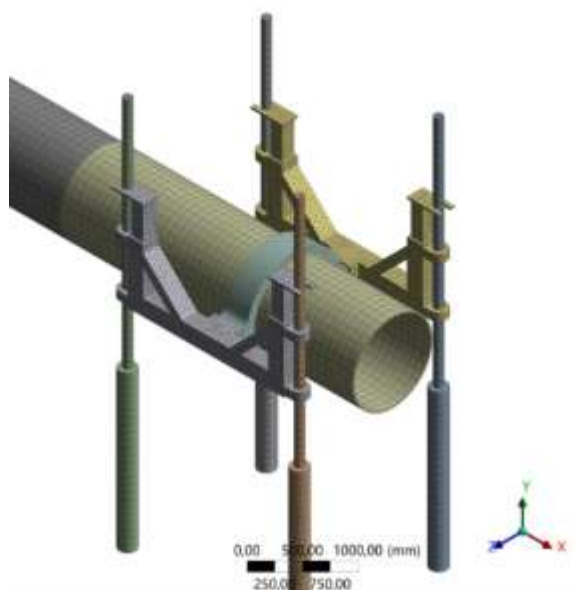


Рис. 5. 3D-модель опорно-центрирующего устройства и трубопровода с заданной сеткой

Fig. 5. 3D-model of the support-centering device and the pipeline with a given grid

Разработана расчетная 3D-модель опорно-центрирующего устройства, предложенного в патенте, с заданной для расчетов сеткой. Толщина одного элемента хомута составляет 1/3 всей толщины хомута [14]. Модель трубопровода представляет собой тело типа shell, модель опорно-центрирующего устройства – solid. В работе [15] описаны методы моделирования перемещений трубопровода. На рис. 5 представлена разработанная 3D-модель опорно-центрирующего устройства и трубопровода с сеткой при значении настройки «resolution» равной 7.

Граничными условиями являются:

- жесткая заделка, описывающая закрепления сечения трубопровода, находящегося в грунте и сечения свай, опирающихся на грунт;
- применение упругого взаимодействия по длине поверхности трубопровода и свай, находящихся в грунте;
- температурный перепад трубопровода, так как температура окружающей среды при строительстве и при ремонте трубопровода может различаться, вследствие чего возникает продольная деформация в металле трубы (рис. 6).

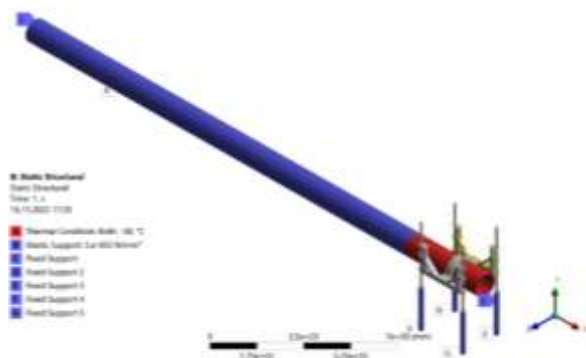


Рис. 6. Граничные условия, применяемые к опорно-центрирующему устройству и трубопроводу

Fig. 6. Boundary conditions applied to the support-centering device and piping

Установлены контакты между внутренней зоной охватывающего кольца и трубопровода без проскальзывания «bonded», контакт «frictional» с коэффициентом трения $\mu=0,15$ установлен между направляющими сваями и рамой, контакт охватывающего кольца, вставленного в раму «bonded» (рис. 7).

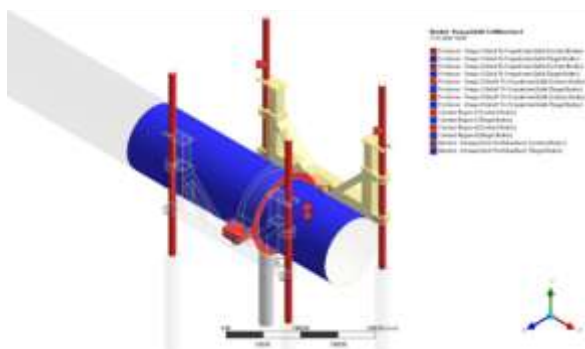


Рис. 7. Установленные контакты взаимодействия опорно-центрирующего устройства и трубопровода

Fig. 7. Established contacts for the interaction of the support-centering device and the pipeline

По заданным исходным данным геометрии, граничных условий и контактов взаимодействия проведены расчеты напряженно-деформированного состояния опорно-центрирующего устройства и трубопровода. Получены следующие результаты расчетов и соответствующие графики, представленные на рис. 8, 9.

Для подтверждения полученных результатов расчета необходимо провести эксперимент по исследованию напряженно-деформированного состояния опорно-центрирующего устройства и трубопровода в процессе ремонта.

Смоделирован экспериментальный стенд (рис. 10), состоящий из трубопровода – 1 диаметром 25 мм, опорно-центрирующего устройства – 2, выполненного из PLA (polylactide – biodegradable thermoplastic used in 3D printing), деревянной опоры – 3, необходимой для жесткого закрепления левого торца трубопровода для исключения свободного перемещения, глиняного грунта – 4 для закрепления свай, упругой подложки – 5 для эластичного взаимодействия трубопровода в свободной от грунта зоне, датчика малых перемещений – 6 для фиксации перемещения и оси трубопровода от приложенной на опорно-центрирующее устройство сосредоточенной силы F , динамометр – 7 для определения приложенной силы F .

Пружины сжатия, которые накапливают механическую энергию и рассчитаны на уменьшение длины под нагрузкой, – 5 являются упругим объектом, представляющим на созданном стенде упругую подложку. Сила упругости, возникающая в теле пружины, в результате деформации от прикладываемых на трубопровод нагрузок стремится вернуть трубопровод в исходное состояние. Пружины, поддерживающие трубопровод при проведении эксперимента, характеризуют структурно-неустойчивый грунт (глину), в котором проложен трубопровод в рассматриваемых условиях проведения ремонта по замене дефектного участка трубопровода.

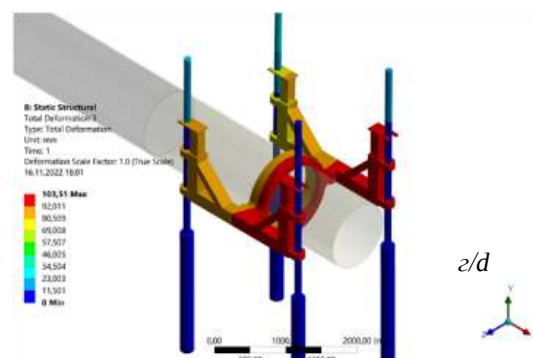
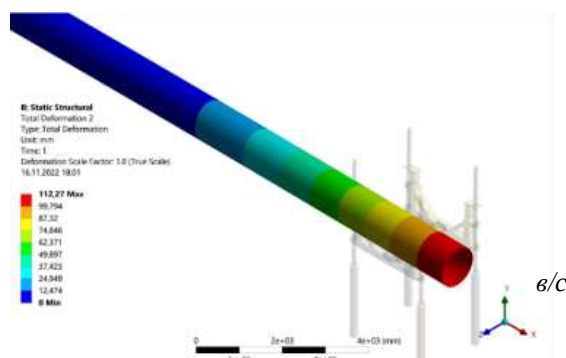
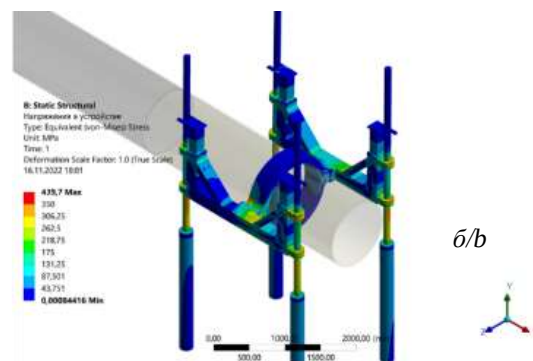
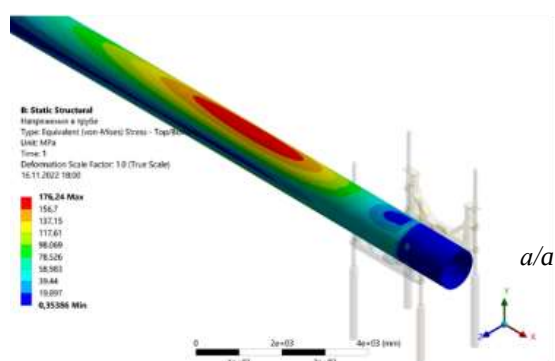


Рис. 8. НДС устройства и трубопровода при приложении сил к раме «сверху вниз»

Fig. 8. Stress-strain state of the device and pipeline when forces are applied to the frame from «top to bottom»

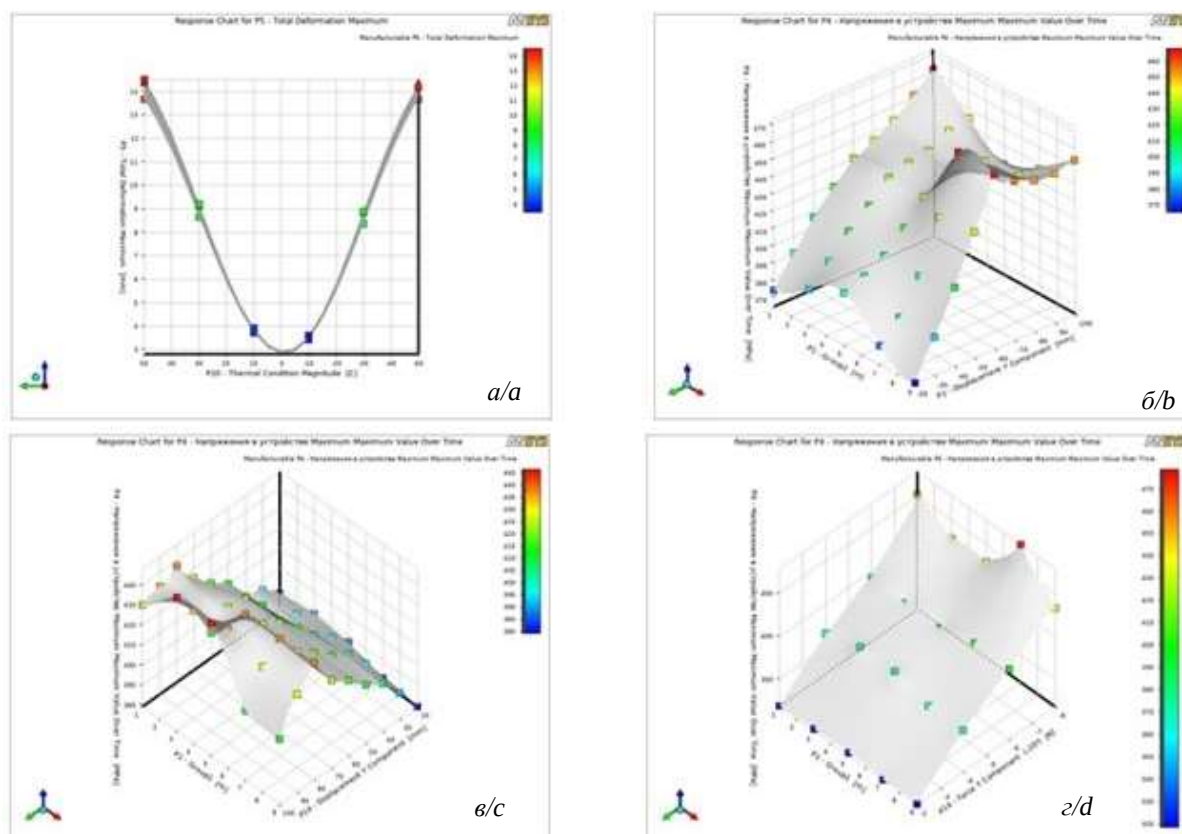


Рис. 9. Графики, полученные по результатам расчетов методом конечных элементов: а) график зависимости перемещения трубопровода от температурного перепада; б) график зависимости напряжений, возникающих в устройстве, от перемещения рамы относительно направляющих вниз; в) график зависимости напряжений, возникающих в устройстве, от перемещения рамы относительно направляющих вверх; г) график зависимости напряжений, возникающих в устройстве, от приложенных сил к раме «сверху вниз»

Fig. 9. Graphs obtained from the results of finite element method calculations: а) graph of the dependence of the pipeline displacement on the temperature difference; б) graph of the dependence of the stresses arising in the device on the movement of the frame relative to the guides down; в) graph of the dependence of the stresses arising in the device on the movement of the frame relative to the guides upwards; г) graph of the dependence of the stresses arising in the device on the forces applied to the frame from «top to bottom»

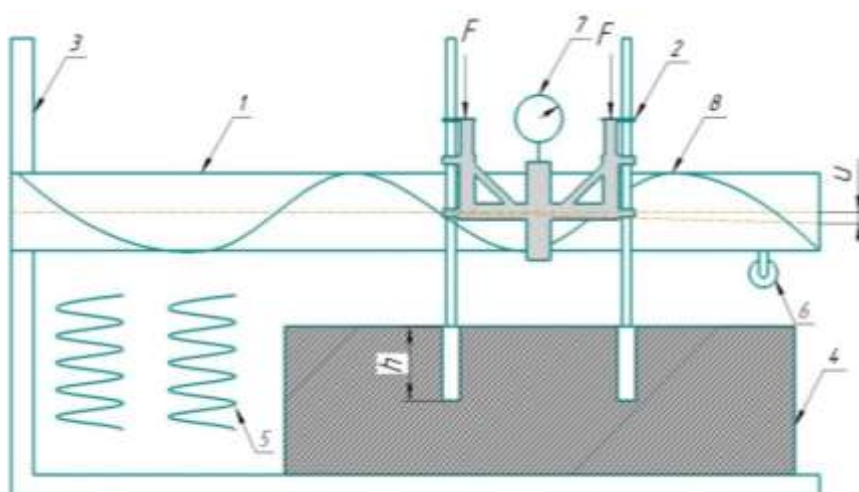


Рис. 10. Экспериментальный стенд: 1 – трубопровод; 2 – опорно-центрирующее устройство; 3 – деревянная опора; 4 – структурно-неустойчивый грунт (глина); 5 – упругая подложка (песок); 6 – датчик малых перемещений; 7 – динамометр; 8 – греющий кабель; F – прикладываемая на устройство сосредоточенная сила; u – перемещение оси трубопровода; h – глубина погружения свай

Fig. 10. Experimental stand: 1 – pipeline; 2 – support-centering device; 3 – wooden support; 4 – structurally unstable soil (clay); 5 – elastic substrate (sand); 6 – sensor of small displacements; 7 – dynamometer; 8 – heating cable; F – concentrated force applied to the device; u – displacement of the pipeline axis; h – pile depth

Для проведения эксперимента левый торец трубопровода – 1 жестко закрепляется в деревянной доске – 3 для предотвращения свободного перемещения торца. Устройство – 2 закреплено на трубопровод, сваи устройства – 2 погружены в лоток со структурно-неустойчивым грунтом (глина) – 4 на определенную глубину h . На устройство – 2 закреплен динамометр – 7 для определения прикладываемой на устройство силы F . Сила F создается приложенной на устройство нагрузкой. Датчик малых перемещений – 6 прикреплен к трубопроводу – 1 неподвижно во избежание погрешности измерений. Датчик – 6 фиксирует перемещение u оси трубопровода – 1, возникающее от приложенной силы F на устройство – 2. Греющий кабель – 8, помещенный внутрь трубопровода – 1, обеспечивает нагревание трубопровода, что позволяет создать температурный перепад.

Характеристики датчика малых перемещений (индикатор часового типа):

- одно деление $=0,01$ мм;
- погрешность измерения $=0,005$ мм;
- максимальное измеряемое значение $=1$ см.

Характеристики динамометра (тензодатчик S-типа):

- калибровка возможна на любое усилие;
- погрешность измерения $=0,1$ %.

Параметры жесткости грунта, используемого при проведении эксперимента, определяются экспериментально в зависимости от того, какие грунты имеются в реальных условиях на рассматриваемом участке. Жесткость грунта характеризуется коэффициентом постели на сжатие.

Упругая подложка модерируется пружинами сжатия – 5, жесткость которых соответствует жесткости используемого грунта. Пружины сжатия – 5 при смещении трубопровода деформируются, возникающая в пружинах сила упругости стремится вернуть трубопровод в исходное положение. Это описывает поведение трубопровода, проложенного в структурно-неустойчивом грунте.

Для определения механических свойств пластика, из которого выполнена модель опорно-центрирующего устройства, и построения диаграммы растяжения необходимо провести испытания на разрыв образцов из пластика PLA [16, 17].

Характеристики PLA [18]:

- предел текучести $\sigma_t=53$ МПа;
- предел прочности $\sigma_b=58$ МПа;
- модуль упругости $E=3,3$ ГПа;
- коэффициент Пуассона $\nu=0,45$.

Подобранный PLA пластик, из которого моделируется устройство, подходит для проведения эксперимента, поскольку необходимо обнаружить опасные зоны в устройстве, и, так как PLA пластик изотропен и модуль упругости равен константе до определенной величины, разрушенные зоны на модели устройства будут соответствовать разрушенным зонам реального устройства.

Диаграмма растяжения (рис. 11) представляет собой график, показывающий функциональную зависимость между растягивающим усилием F и удлинением [19, 20].

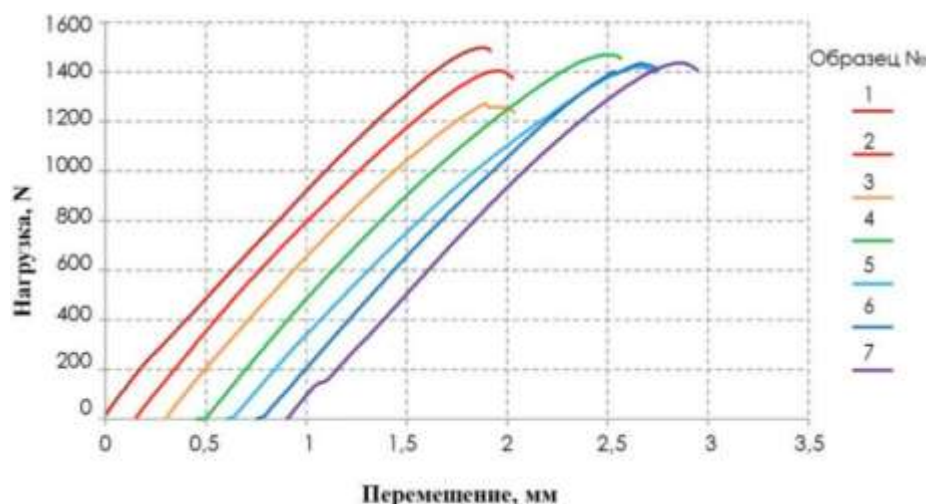


Рис. 11. График зависимости нагрузки от перемещения для образцов PLA

Fig. 11. Load versus displacement diagram for PLA specimens

Выводы

1. На основе патента [10] разработана предварительная 3D-модель (рис. 1) для выполнения расчетов напряженно-деформированного состояния устройства и трубопровода в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта. Заданы граничные условия: жесткая заделка в левом торце трубопровода и в нижних точках опоры, эластичное взаимодействие длине участка трубо-

провода, находящегося в грунте, температурный перепад участка трубопровода, находящегося в грунте.

2. По проведенному расчету напряженно-деформированного состояния трубопровода и устройства выявлено:

- при смещении рамы вверх на 100 мм в устройстве соответственно по длине и перемещению в местах соединения охватывающего кольца и

рамы, а также на «ушках» направляющих возникают напряжения, равные 427,92 МПа, превышающие предел текучести $\sigma_T=350$ МПа, но не превышающие предел прочности $\sigma_B=510$ МПа;

- при приложении сил на раму «сверху вниз» от 2 до 8 МН в устройстве в местах соединения, охватывающего кольца и рамы, а также на «ушках» направляющих возникают напряжения, равные 439,7 МПа, превышающие предел текучести $\sigma_T=350$ МПа, но не превышающие предел прочности $\sigma_B=510$ МПа (рис. 8);
- коэффициент трения μ не должен превышать 0,15, так как при большем значении напряжения σ в опасных зонах превышают предел

прочности σ_B , что является недопустимым при использовании рассматриваемого устройства при проведении комплекса аварийно-восстановительного ремонта по вырезке дефектного участка в условиях болот. Коэффициент трения μ , равный 0,15, достигается установкой подшипника скольжения или полированной металлы.

3. Разработан экспериментальный стенд для проведения эксперимента по восстановлению оси трубопровода в проектное положение с помощью опорно-центрирующего устройства, подтверждающий расчеты, проведенные в программном комплексе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Shammazov I.A., Sidorkin D.I., Dzhemile E.R. Research of the dependence of the pipeline ends displacement value when cutting out its defective section on the elastic stresses in the pipe body. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/988/2/022077/pdf> (дата обращения 28.09.2022).
2. Hoie O. Pipeline repair technology damage and repair assessment of pipelines with high residual stresses. URL: https://uis.brage.unit.no/uisxmlui/bitstream/handle/11250/302458/Oyvind_Hoie.pdf?sequence=1&isAllowed=y (дата обращения: 30.09.2022).
3. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПб: Недра, 2005. – 824 с.
4. Устройство фиксирования и центрирования концов трубопровода при вырезке его дефектного участка: пат. Рос. Федерация, № 2763096, заявл. 09.04.2021; опубл. 27.12.2021. Бюл. № 36. – 10 с.
5. Устройство для центрирования труб: пат. Рос. Федерация, № 188586, заявл. 02.11.2018; опубл. 17.04.2019. Бюл. № 11. – 7 с.
6. Центрирующее устройство: пат. Рос. Федерация, № 2645837, заявл. 16.11.2016; опубл. 28.02.2018. Бюл. № 7. – 12 с.
7. Device to support section of major pipeline under repair in trench when doing repair works: Patent 20160319959A1 USA. Fil. 12.07.2016; Publ. 03.11.2016.
8. Pipeline lifting and supporting apparatus for maintenance and restoration purposes: Patent 20150078832A1 USA. Fil. 30.01.2013; Publ. 19.03.2015.
9. Pipe quick repair device: Patent 106838539A CN. Fil. 16.12.2016; Publ. 13.06.2017.
10. Опорно-центрирующее устройство концевой участка магистрального нефте- или газопровода: пат. Рос. Федерация, № 148090, заявл. 27.03.2014; опубл. 27.11.2014. Бюл. № 33. – 2 с.
11. Burkov P.V., Burkova S.P., Knaub S.A. Stress and strain state analysis of defective pipeline portion. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/91/1/012055/pdf> (дата обращения 20.12.2022).
12. Изучение напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с кольцевым дефектом методом конечных элементов с использованием программного комплекса ANSYS / П.В. Бурков, В.П. Бурков, Д.Л. Вахитов, В.Ю. Тимофеев // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2019. – № 5. – С. 5–13.
13. Способ ремонта дефектных участков трубопровода в траншее: пат. Рос. Федерация, № 2708758, заявл. 10.10.2016; опубл. 11.12.2019. Бюл. № 35. – 11 с.
14. ГОСТ Р 57700.37-2021. Компьютерные модели и моделирование. Цифровые двойники изделий. – М.: Российский институт стандартизации, 2021. – 15 с.
15. Моделирование продольных перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах / Т.С. Султанмагомедов, Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов, А.Р. Урманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 87–96.
16. ГОСТ 33693-2015. Пластмассы. Образцы для испытания. – М.: Стандартинформ, 2016. – 21 с.
17. Investigation of the main mechanical characteristics of plastics for three-dimensional printing of machine parts models / P.V. Dorodov, V.V. Kasatkin, N.Y. Kasatkina, V.A. Petrov, A.A. Litvinyuk. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/677/5/052041/pdf> (дата обращения 29.12.2022).
18. Ермакова В.А., Ермаков А.И., Литвяк В.В. Исследование прочностных характеристик изделий, полученных методом 3D-печати из PLA // Наука и техника. – 2022. – Т. 21. – № 2. – С. 107–113.
19. ГОСТ 11262–2017. Пластмассы. Метод испытания на растяжение. – М.: Стандартинформ, 2018. – 24 с.
20. Experimental determination and comparative analysis of the PPH030GP, ABS and PLA polymer strength characteristics at different strain rates / M.Yu. Zalohin, V.V. Skliarov, Ja.S. Dovzhenko, D.A. Brega // Наука и техника. – 2019. – V. 16. – № 3. – P. 233–239.

Поступила: 16.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 02.04.2023 г.

Информация об авторах

Рахматуллина Ю.А., магистрант кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Алексеев В.А., магистрант кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Султанмагомедов Т.С., старший преподаватель кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Хасанов Р.Р., кандидат технических наук, доцент кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.692.4.07

METHOD OF ANALYSIS OF THE STRESS-STRAIN STATE OF A BASE-CENTERING DEVICE AND A PIPELINE WHEN CARRYING OUT THE COMPLEX OF EMERGENCY AND RECOVERY REPAIRS

Yuliya A. Rakhmatullina¹,
yraxmat@bk.ru

Vadim A. Alekseev¹,
alex_vadiim@mail.ru

Timur S. Sultanmagomedov¹,
tsultanmaga@gmail.com

Rustyam R. Khasanov¹,
hasanov25@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
8/3, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to carry out calculations of the stress-strain state of the support-centering device and the pipeline, when the device under consideration is exposed to it, when the axes are displaced due to the presence of residual stresses when carrying out a complex of emergency repair by cutting out a defective section of the pipeline.

The purpose of the study is to assess the possibility of using the design of the device and to calculate the stress-strain state of the device when the axes of the boundary sections of the pipeline are displaced due to the release of prestresses during the emergency repair complex for cutting out the defective section of the pipeline.

Methods: methods of classical theoretical mechanics, soil mechanics, finite element method.

Results. Based on the patent, a preliminary 3D model of the support-centering device and a method for analyzing the boundary conditions and loads affecting the device and the pipeline during the emergency repair complex were developed. The calculation of stress-strain state was carried out, where the following results were obtained: when the frame is displaced down/up by 100 mm in the device, respectively, along the length and displacement, stresses arise at the junctions of the enclosing ring and the frame, as well as on the «lugs», exceeding the yield strength of steel; the coefficient of friction μ for the considered diameter of 1020 mm should not exceed 0,15 to prevent the occurrence of areas of plastic deformation of the pipeline during the emergency repair complex for cutting out a defective area in swamp conditions.

Key words:

repair, defective section, pipeline, support-centering device, design position, preliminary calculation, stress-strain state, finite element method.

REFERENCES

1. Shammazov I.A., Sidorkin D.I., Dzhemilev E.R. Research of the dependence of the pipeline ends displacement value when cutting out its defective section on the elastic stresses in the pipe body. Available at: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/988/2/022077/pdf> (accessed 28 September 2022).
2. Hoie O. Pipeline repair technology damage and repair assessment of pipelines with high residual stresses. Available at: https://uis.brage.unit.no/uisxmlui/bitstream/handle/11250/302458/Oyvind_Hoie.pdf?sequence=1&isAllowed=y (accessed 30 September 2022).
3. Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Lavrentiev A.E. *Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov* [Standard calculations for the construction and repair of oil and gas pipelines]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2005. 824 p.
4. Shammazov L.A., Sidorkin D.I., Dzhemilev E.R. *Ustroystvo fiksirovaniya i tsentrirovaniya kontsov truboprovoda pri vyrezke ego defektnogo uchastka* [Device for fixing and centering the ends of the pipeline when cutting out its defective section]. Patent RF, no. 2763096, 2021.
5. Kulichkov S.V. *Ustroystvo dlya tsentrirovaniya trub* [Device for centering pipes]. Patent RF, no. 188586, 2019.
6. Nosov A.G., Leskov A.K., Galimov I.S. *Tsentrirovushchee ustroystvo* [Centering device]. Patent RF, no. 2645837, 2018.
7. William K. Device to support section of major pipeline under repair in trench when doing repair works. Patent 20160319959A1 USA, 2016.
8. Shlomo K. Pipeline lifting and supporting apparatus for maintenance and restoration purposes. Patent 20150078832A1 USA, 2015.
9. Su Tao, Qiao Hao. Pipe quick repair device. Patent 106838539A CN, 2017.
10. Matveev Y.G., Konnov Y.D., Sidorkin D.I. Support-centering device of the end section of the main oil or gas pipeline. Patent RF, no. 148090, 2014.
11. Burkov P.V., Burkova S.P., Knaub S.A. Stress and strain state analysis of defective pipeline portion. Available at: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/91/1/012055/pdf> (accessed 20 December 2022).
12. Burkov P.V., Burkov V.P., Vakhitov D., Timofeev V. The study of stress-strain state of the pipeline with the annular defect by finite element method using ANSYS software. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*, 2019, no. 5, pp. 5–13. In Rus.
13. Konnov Y.D., Matveev Y.G., Khabibullin R.F., Chebotarev A.Y. *Sposob remonta defektnykh uchastkov truboprovoda v transhee* [A method of repairing defective sections of the pipeline in a trench]. Patent RF, no. 2708758, 2019.
14. GOST R 57700.37–2021. *Kompyuternye modeli i modelirovaniya. Tsifrovyya dvoyniki izdelia* [State Standard R 57700.37–2021. Computer models and modeling. Digital twins of products]. Moscow, Russian Institute for Standardization Publ., 2021. 15 p.
15. Sultanmagomedov T.S., Bakhtizin R.N., Sultanmagomedov S.M., Urmanova A.R. Simulation of longitudinal displacements of the pipeline in permafrost soils. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 4, pp. 87–96. In Rus.

16. GOST 33693-2015. *Plastmassy. Obraztsy dlia ispytaniy* [State Standard 33693-2015. Plastics. Samples for testing]. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 21 p.
17. Dorodov P.V., Kasatkin V.V., Kasatkina N.Y., Petrov V.A., Litvinyuk A.A., *Investigation of the main mechanical characteristics of plastics for three-dimensional printing of machine parts models*. Available at: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/677/5/052041/pdf> (accessed 29 December 2022).
18. Ermakova V.A., Ermakov A.I., Litvyak V.V. Study of the strength characteristics of products obtained by 3D printing from PLA. *Science and technology*, 2022, vol. 21, no. 2, pp. 107–113. In Rus.
19. GOST 11262–2017. *Plastmassy. Metod ispytaniy na rastyazhenie* [State Standard 11262-2017. Plastics. Tensile test method]. Moscow, Standartinform Publ., 2018. 24 p.
20. Zalohin M.Yu., Skliarov V.V., Dovzhenko Ja.S., Brega D.A. Experimental Determination and Comparative Analysis of the PPH030GP, ABS and PLA Polymer Strength Characteristics at Different Strain Rates. *Science and technology*, 2019, vol. 16, no. 3, pp. 233–239.

Received: 16 February 2023.

Reviewed: 2 April 2023.

Information about the authors

Yuliya A. Rakhmatullina, master student, Ufa State Petroleum Technological University.

Vadim A. Alekseev, master student, Ufa State Petroleum Technological University.

Timur S. Sultanmagomedov, senior lecturer, Ufa State Petroleum Technological University.

Rustiyam R. Khasanov, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

УДК 622.24.051.64

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ВРАЩЕНИЯ ДЕФОРМИРОВАННОЙ БУРОВОЙ КОМПОНОВКИ В РЕЖИМЕ СТАБИЛИЗАЦИИ НАПРАВЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Буглов Николай Александрович¹,
bna@ex.istu.edu

Пушмин Павел Сергеевич¹,
pps@ex.istu.edu

¹ Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью создания общей методики определения величины эксцентриситета центра инерции поперечного сечения колонкового набора, что позволит значительно сократить нерациональные материальные и энергетические затраты на проходку скважин, буримых в условиях естественного искривления их стволов, а также оптимизировать технико-экономические показатели производства буровых работ.

Цель: повышение производительности геологической разведки при работе в условиях естественного искривления стволов скважин.

Объекты: буровая скважина, колонковый набор, буровой снаряд, бурильная колонна, естественное искривление ствола скважины, траектория ствола скважины.

Методы: анализ литературных источников по теме исследования; обработка данных производственных организаций; графоаналитический метод.

Результаты. Для устранения некоторых имеющихся на сегодняшний день недостатков в вопросе поддержания траектории ствола скважины, буримой в условиях естественного искривления, предлагается общая методика, обеспечивающая в процессе углубки минимизацию отклоняющего усилия на породоразрушающий инструмент. Предлагаемая методика разделена на две составляющие: использование предварительно деформированных колонковых наборов; создание при вращении компоновки прямой прецессии с непрерывным контактом гребня полушпоны со стенкой скважины.

Для реализации первого случая в работе приведена методика определения значения остаточной или предварительной деформации прямолинейной колонковой трубы. Практически предлагаемая методика реализуется последовательным выполнением трех основных операций: определяется плоскость деформации колонкового набора в процессе бурения; производится корректировка параметров колонкового набора путем его остаточного деформирования на расчетную величину; осуществляется бурение скважины предварительно деформированным колонковым набором.

Для реализации второго случая в работе приведена методика определения величины эксцентриситета центра инерции поперечного сечения колонкового набора. В данном случае для реализации метода необходимо: производить рациональное компонование нижней части бурильной колонны; процесс бурения осуществлять на максимально возможных частотах вращения бурильного вала; использовать эмульсионные промывочные жидкости; уменьшать величину изгибающего момента за счет эксплуатации алмазных коронок, эффективно работающих при низких осевых усилиях.

Обе предлагаемые методики обоснованы и подкреплены результатами экспериментальных работ.

Выводы. Представлен и обоснован принципиально новый способ снижения кривизны стволов скважин, основанный на применении предварительно деформированных колонковых наборов, получена зависимость для определения оптимальной величины их остаточного начального изгиба, реализующей близкое к нулевому значение отклоняющей силы на породоразрушающем инструменте.

Величина эксцентриситета стабилизирующей компоновки, гарантирующая работу направляющего участка в режиме прямой прецессии: прямо пропорциональна усилию взаимодействия его со стенками скважины; обратно пропорциональна его массе и частоте вращения; прямо пропорциональна коэффициенту трения скольжения.

Ключевые слова:

буровая скважина, бурильный вал, колонковый набор, анизотропия горных пород, естественное искривление ствола скважины.

Введение

В работе [1] отмечено, что в анизотропных горных породах величину интенсивности естественного искривления скважины можно заметно снизить (в два и более раз), если существенно уменьшить значение отклоняющего усилия на породоразрушающем инструменте, обусловленного действием ряда технико-технологических факторов.

При холостом вращении бурильного инструмента к верхней части колонкового набора со стороны потерявшей устойчивость бурильной колонны всегда приложен момент $M_{б.в.}$, под действием которого набор изгибается в плоскости деформации бурильного вала, а его полушпола получает стрелу прогиба $f_{к.н}^x$ [2, 3]. В процессе бурения по мере приложения

осевой нагрузки её значение, от которого прямым образом зависит отклоняющее усилие на породоразрушающем инструменте, становится равным $f_{к.н}^6$.

Однако, как свидетельствует анализ результатов производственных исследований, представленный в работе [4], все это имеет место только в той ситуации, если используется изначально прямолинейный колонковый набор. В противном случае, когда колонковая труба обладает первоначальным остаточным прогибом, особенно в своей нижней части, расположенным в одной плоскости, конечная величина деформации полушпоны под действием данного момента будет определяться положением плоскости её изгиба относительно плоскости изгиба нижней части бурильного вала.

Теоретическое обоснование способа стабилизации направления стволов скважин в анизотропных породах при помощи предварительно деформированных колонковых наборов

Для решения задачи по определению значения остаточной или предварительной деформации прямолинейной колонковой трубы, обеспечивающей в процессе бурения минимизацию отклоняющего усилия на породоразрушающий инструмент, воспользуемся схемой, представленной на рис. 1, где приняты следующие обозначения: $L_{к.н.} - L_{к.н.}^l$ – длина полуволны

колонкового набора, см; $M_{заб}$ – реактивный забойный изгибающий момент, даН·см; $M_{б.в.}$ – изгибающий момент, действующий на отрезок колонковой компоновки длиной $(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)$ со стороны потерявшего устойчивость бурильного вала, даН·см; N_a и N_b – соответственно реакции в опорах А и В, даН; $P_{ос}$ – осевое усилие на породоразрушающий инструмент, даН; f – расстояние от оси гребня полуволны компоновки в процессе бурения до оси Х, см; f_g – значение предварительного изгиба полуволны колонковой компоновки, см.

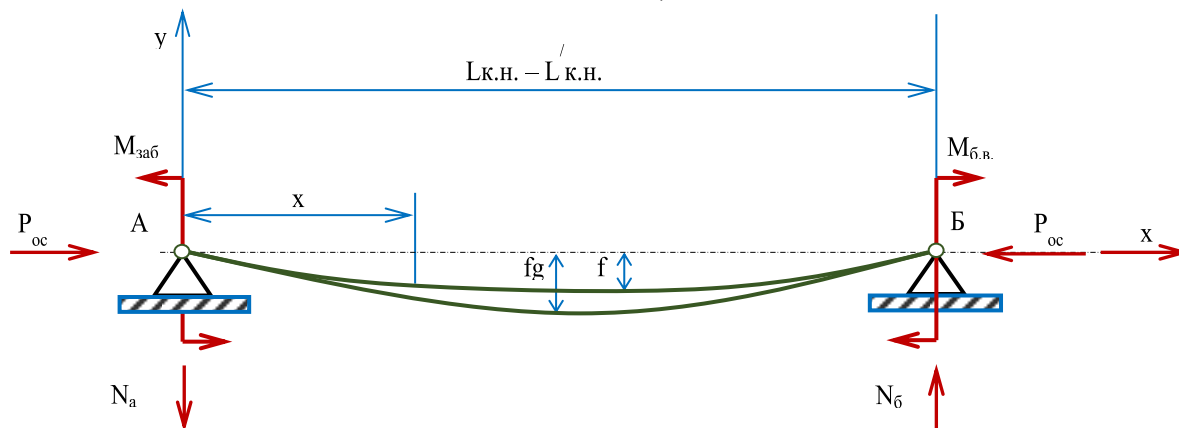


Рис. 1. Схема для определения предварительной деформации колонкового набора, обеспечивающей нулевое отклоняющее усилие на породоразрушающем инструменте

Fig. 1. Scheme for determining the preliminary deformation of the core set, providing zero deflecting force on the rock-breaking tool

Уравнение оси стержня (полуволны колонкового набора) до приложения осевого усилия и моментов $M_{заб}$ и $M_{б.в.}$ имеет следующий вид:

$$Y_1 = fg \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l}.$$

После воздействия на полуволну компоновки данных нагрузок её прогиб в любой точке относительно оси Х вычисляется из зависимости:

$$Y_2 = f \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l}. \quad (1)$$

Дифференциальное уравнение равновесия рассматриваемого стержня в пределах упругой деформации определяется следующим выражением:

$$EI_{y''} = -P_{y_2} + N_a x.$$

Таким образом,

$$Y = (fg - f) \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l}. \quad (2)$$

Учитывая, что:

$$N_a x = \frac{M_{б.в.} - M_{заб}}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} = \frac{M_{б.в.} x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} - \frac{a y_2' x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} = \frac{M_{б.в.} x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} - \frac{\pi a f x}{(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2},$$

запишем:

$$EI_{y''} = -P_{y_2} + \frac{M_{б.в.} x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} - \frac{\pi a f x}{(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2}. \quad (3)$$

Подставив в (3) уравнение (1) и вторую производную от (2), получим:

$$-\frac{\pi^2 EI (fg - f)}{(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2} \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} = -P f \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} + \frac{M_{б.в.} x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} - \frac{\pi a f x}{(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2}. \quad (4)$$

После небольших преобразований зависимость (4) примет следующий вид (для $x = 0,5(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)$):

$$f = \frac{f_g + \frac{M_{б.в.}}{2P_{к.р.}}}{1 + P/P_{к.р.} + \frac{\pi a}{2P_{к.р.}(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)}},$$

где $P_{к.р} = \pi^2 EI (L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2$ – «критическая» осевая сила по Л. Эйлеру, даН.

Величина деформации полуволны колонкового набора в процессе бурения при такой ориентации компоновки относительно плоскости действия момента определяется из выражения:

$$f_{к.н.}^6 = f_g - f.$$

Согласно работам [5–7], сила прижатия породоразрушающего инструмента к стенке скважины будет минимизирована только в том случае, если $(f_g - f) \rightarrow 0$, или:

$$\frac{f_g + \frac{M_{б.в.}}{2P_{к.р.}}}{1 + P/P_{к.р.} + \frac{\pi a}{2P_{к.р.}(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)}} = f_g. \quad (5)$$

После преобразований формула (5) примет следующий вид:

$$f_g = \frac{M_{б.в.}}{2 \left(p + \frac{\pi \alpha}{2(L_{к.н.} - L_{к.н.})} \right)}. \quad (6)$$

Полученная зависимость (6) позволяет в каждом конкретном случае определять оптимальную величину предварительной деформации полутолны колонковой компоновки, гарантирующую близкое к нулевому значение отклоняющей силы на подрезных резцах породоразрушающего инструмента.

Практическая реализация способа заключается в последовательном выполнении трех основных операций, а именно:

1. Определяется плоскость деформации колонкового набора в процессе бурения по местам (пятнам) контакта со стенками выработки либо по износу его тела, либо по износу окрашенной поверхности компоновки. Если имеется факт спирального изгиба колонковой трубы, то за счет мероприятий, изложенных в работах [1, 4], добиваемся плоской формы её упругого равновесия в стволе скважины.
2. Производится корректировка параметров колонкового набора путем его остаточного деформирования на расчетную величину f_g в точке, находящейся на расстоянии l от переходника в сторону, противоположную первому от породоразрушающего инструмента месту износа компоновки.
3. Осуществляется бурение скважины предварительно деформированным колонковым набором.

Необходимость вычисления места предварительного изгиба компоновки связана с тем, что визуально эту точку определить в производственных условиях часто бывает трудно из-за существенной длины потертости колонковой трубы в её нижней части [8–11].

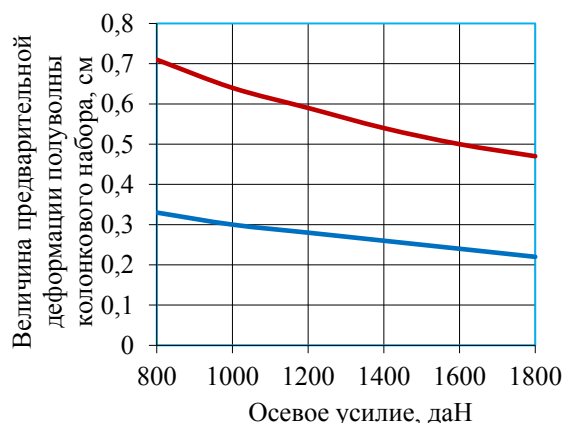


Рис. 2. Зависимость величины предварительной деформации колонкового набора К-57 длиной 5,0 м при бурении скважины в гранитах с частотой вращения 715 мин^{-1} от осевого усилия при использовании алмазной коронки 02ИЗ-59 и бурильного вала ЛБТН-54

Fig. 2. Dependence of the magnitude of the preliminary deformation of the K-57 core set with a length of 5,0 m when drilling a well in granites with a rotation speed of 715 мин^{-1} on the axial force when using the 02ИЗ-59 diamond crown and the LBTN-54 drill shaft

На рис. 2 приведены зависимости изменения предварительной деформации колонкового набора К-57 длиной 5,0 м при бурении скважины в гранитах с частотой вращения 715 мин^{-1} при использовании алмазной коронки 02ИЗК200К60Г-59 и бурильного вала ЛБТН-54 от осевого усилия, а на рис. 3 – от частоты вращения бурильного инструмента. Из представленных графиков видно, что в первом случае с ростом осевого усилия данный параметр колонковой компоновки уменьшается, а во втором увеличение частоты вращения бурильного вала приводит к его повышению.

Определение величины эксцентриситета центра инерции поперечного сечения колонкового набора

В работах [1, 4] отмечено, что существенное снижение угла искривления оси скважины на контакте пород с разными физико-механическими свойствами можно достигнуть, если колонковый набор будет всегда двигаться в режиме прямой прецессии Φ_1 с непрерывным контактом гребня полутолны со стенкой скважины.

Одним из эффективных путей реализации прямой прецессии колонковой компоновки является смещение центра инерции (центра тяжести) её поперечного сечения относительно геометрического центра на величину эксцентриситета e . Однако существующие к настоящему времени методики расчета числового значения этого параметра колонкового набора [12–15] не учитывают усилия взаимодействия последнего с забоем и стенками ствола скважины. Данный факт вызывает необходимость определения требуемой величины эксцентриситета стабилизирующей компоновки с учетом влияния технико-технологических и геологических факторов, которая бы гарантировала её работу в режиме Φ_1 .

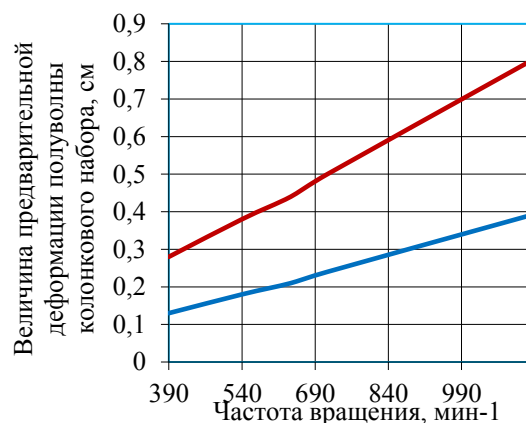


Рис. 3. Зависимость величины предварительной деформации колонкового набора К-57 длиной 5,0 м при бурении скважины в гранитах с осевым усилием 1500 даН от частоты вращения при использовании алмазной коронки 02ИЗ-59 и бурильного вала ЛБТН-54

Fig. 3. Dependence of the magnitude of the preliminary deformation of the K-57 core set with a length of 5,0 m when drilling a well in granites with an axial force of 1500 daN on the rotational speed when using the 02ИЗ-59 diamond crown and the LBTN-54 drill shaft

Для решения поставленной задачи участок колонкового набора длиной $(L_{\text{к.н.}} - L'_{\text{к.н.}})$ представим симметричным относительно своей срединной плоскости диском массы m , закрепленным с некоторым эксцентриситетом e в центральной части вращающегося с постоянной скоростью ω , деформированного под действием внешних нагрузок вала, помещенного, в свою очередь, в жесткую трубу с зазором f (рис. 4).

Вал изогнут в плоскости наименьшего момента инерции поперечного сечения, который составляет угол α с плоскостью вектора эксцентриситета и взаимодействует через диск со стенкой трубы с усилием P_c .

Для определения требуемой величины e , обеспечивающей валу вид движения Φ_1 , воспользуемся схемой, приведенной на рис. 4, где приняты следующие обозначения: т. C – центр тяжести диска; т. B – геометрический центр; т. A – центр вращения; $AB=f$ – зазор между поверхностью диска и поверхностью трубы, см; $CB=e$ – эксцентриситет диска, см; α – угол между плоскостью изгиба вала и вектором эксцентриситета, град; P_c – усилие взаимодействия диска со стенкой трубы, даН; $P_c k$ – сила трения, даН; k – коэффициент трения скольжения.

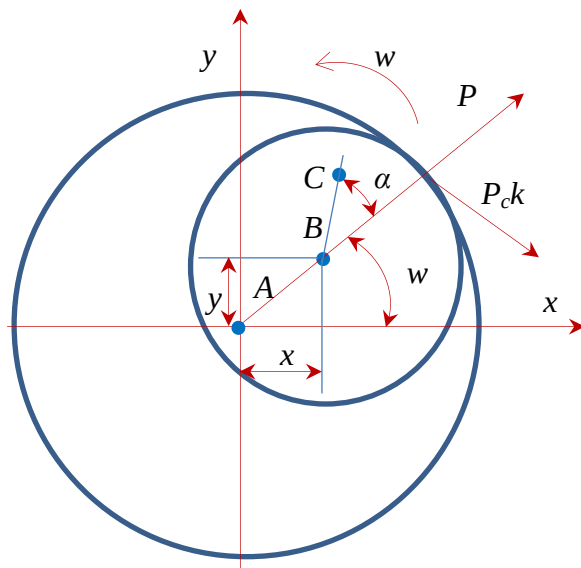


Рис. 4. Схема для определения условий существования прямой прецессии колонкового набора

Fig. 4. Scheme for determining the conditions for the existence of a direct precession of a column set

Разложив силы по осям x и y , получим:

$$m \cdot d^2(dt)^{-2}[x + e \cdot \cos(\omega t + \alpha)] = -P_c \cos \omega t + P_c k \sin \omega t;$$

$$m \cdot d^2(dt)^{-2}[-e \cdot \sin(\omega t + \alpha)] = -P_c \sin \omega t - P_c k \cos \omega t.$$

После преобразований будем иметь:

$$m \omega^2 = m e \omega^2 - s(\omega t + \alpha) - P_c - s \omega t + P_c k \sin \omega t;$$

$$m \omega^2 = m e \omega^2 \sin(\omega t + \alpha) - P_c \sin \omega t - P_c k \cos \omega t. \quad (7)$$

Рассмотрим случай существования движения типа Φ_1 , при котором т. B изменяет свои координаты по закону:

$$x = f \cdot \cos \omega t;$$

$$y = f \cdot \sin \omega t. \quad (8)$$

Подставив зависимости (8) в выражения (7) и проведя преобразования, получим систему двух однородных уравнений относительно $\cos \omega t$ и $\sin \omega t$:

$$-(m f \omega^2 + m e \omega^2 \cos \alpha + P_c) \cos \omega t + (m e \omega^2 \sin \alpha - P_c k) \sin \omega t = 0;$$

$$-(m e \omega^2 \sin \alpha - P_c k) \cos \omega t - (m f \omega^2 + m e \omega^2 \cos \alpha + P_c) \sin \omega t = 0.$$

Система допускает решение при любом t , если выполняются условия:

$$P_c + m f \omega^2 = -m e \omega^2 \cos \alpha;$$

$$P_c k = m e \omega^2 \sin \alpha. \quad (9)$$

Возведя в квадрат и суммировав правые и левые части уравнений (9), будем иметь:

$$(P_c + m f \omega^2)^2 + P_c^2 k^2 = m^2 e^2 \omega^4. \quad (10)$$

Решив зависимость (10) относительно f , получим:

$$f = \{-2m \omega^2 P_c \pm [4m^2 \omega^4 P_c^2 - 4m^2 \omega^4 ((P_c^2 (1 + k^2) - m^2 e^2 \omega^4))^{\frac{1}{2}}] \cdot (4m \omega^2 P_c)^{-1}. \quad (11)$$

Следует отметить, что существование движения компоновки в режиме Φ_1 , возможно, только в том случае, если $f > 0$. Учитывая это, из выражения (11) определим условие реализации прямой прецессии колонкового набора, которое имеет следующий вид:

$$e > P_c (1 + k^2)^{\frac{1}{2}} \cdot (m \omega^2)^{-1}. \quad (12)$$

В работах [1, 4, 16, 17] отмечено, что при разбуривании наклонно-залегающего контакта пород с разными физико-механическими свойствами направляющий участок колонкового набора, работающего в режиме Φ_1 , взаимодействует со стенкой ствола скважины с непостоянным по величине усилием.

Так, в положении I данное усилие равняется сумме сил P_c и P_r , а в положении II – их разности (рис. 5).

Наиболее опасным, с точки зрения сохранения режима работы компоновки, является положение I, так как в этом случае вышеупомянутые усилия суммируются. Это, в свою очередь, увеличивает силу сопротивления движению компоновки в режиме Φ_1 и способствует возникновению режима Φ_2 .

Следовательно, величину эксцентриситета колонкового набора при бурении перемежающихся по физико-механическим свойствам пород, необходимо определять из условия неизменности его работы в режиме Φ_1 в положении I.

С учетом вышесказанного выражение (12) примет следующий вид:

$$e > (P_c + P_r)(1 + k^2)^{\frac{1}{2}} \cdot (m \omega^2)^{-1}. \quad (13)$$

Проведенный анализ показывает, что для выполнения условия $e \rightarrow \min$ необходимо:

- производить рациональное компонование нижней части буровой колонны, обеспечивающее при пересечении контакта пород постоянное соблюдение равенства величин стрелы прогиба колонкового набора и радиального зазора;

- процесс бурения осуществлять на максимально возможных частотах вращения бурильного вала [18];
- использовать эмульсионные промывочные жидкости [19, 20];
- уменьшать величину изгибающего момента за счет эксплуатации алмазных коронок, эффективно работающих при низких осевых усилиях.

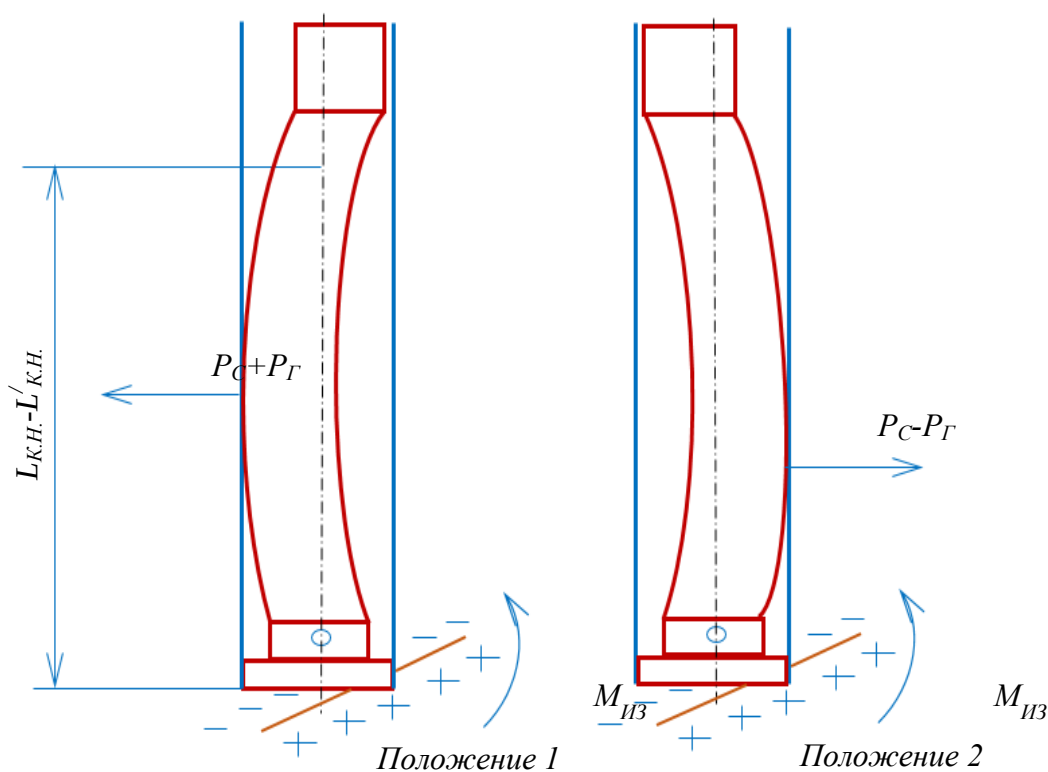
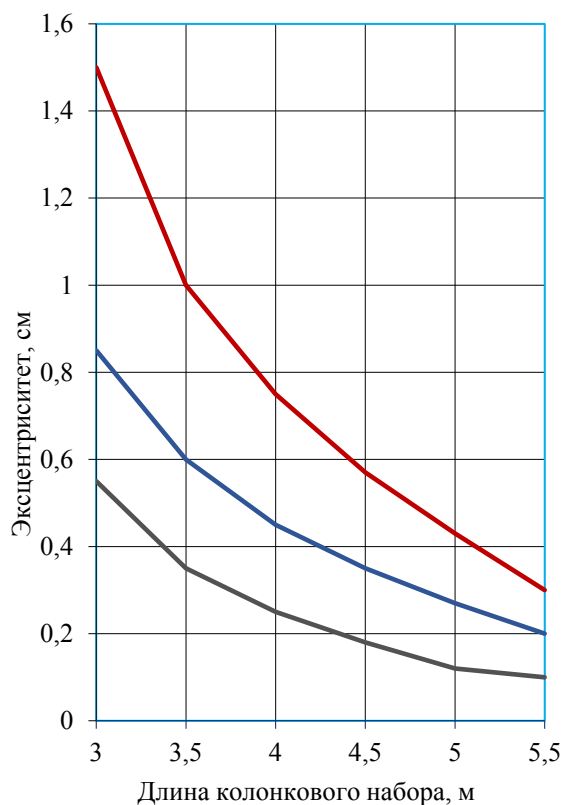


Рис. 5. Схема взаимодействия колонкового набора со стенками скважины при бурении анизотропных горных пород
Fig. 5. Scheme of the core set interaction with the walls of the well during drilling of anisotropic rocks



На рис. 6 приведены кривые изменения значений нижней границы эксцентриситета колонкового набора К-57 в зависимости от его длины и частоты вращения бурильного вала ЛБТН-54 при пересечении контакта пород, представленного гранитом и известняком ($\mu=2,57$), с осевым усилием 1500 даН при $k=0,2$.

В процессе расчетов во внимание во всех случаях принималась максимальная величина $M_{из}$, имеющая место при пересечении контакта пород геометрическим центром алмазной коронки.

Рис. 6. Зависимость нижней границы эксцентриситета колонкового набора К-57 от своей длины и частоты вращения бурильного вала ЛБТН-54 при проходке контакта пород, представленного гранитом и известняком ($m=2,57$), с осевым усилием 1500 даН при $k=0,2$

Fig. 6. Dependence of the lower limit of the eccentricity of the core set K-57 on its length and rotation frequency of the drill shaft LBTN-54 during the penetration of the contact of rocks represented by granite and limestone ($m=2,57$) with an axial force of 1500 daN at $k=0,2$

Из анализа графиков видно следующее. Допустим, что колонковая компоновка имеет длину 5,0 м и $e=0,16$ см. Данные параметры будут способствовать её устойчивой работе в режиме Φ_1 только при $n=1130$ мин⁻¹. При переходе на частоту вращения $n=715$ мин⁻¹ или $n=540$ мин⁻¹, что может быть вызвано увеличением глубины скважины, существующего эксцентриситета станет недостаточно для реализации прямой прецессии колонкового набора в рассматриваемых условиях.

Из приведенного выше примера следует, что колонковая компоновка в каждой конкретной ситуации должна иметь максимально возможную длину, обеспечивающую ей плоскую форму упругого равновесия в стволе выработки, экстремальный эксцентриситет, и эксплуатироваться на максимально возможных частотах вращения.

Однако вполне очевидно, что колонковый набор любого типоразмера ввиду ограничений по внутреннему и наружному диаметрам всегда имеет предельное значение эксцентриситета центра инерции поперечного сечения, которого может быть недостаточно для реализации его движения в режиме Φ_1 на контакте пород с высоким коэффициентом анизотропии.

Заключение

1. Выполненные теоретические исследования позволили обосновать принципиально новый способ снижения кривизны стволов скважин, буримых в анизотропных горных породах, основанный на применении предварительно деформированных колонковых наборов, и получить выражение (6) для определения в каждом конкретном случае оптимальной величины их остаточного начального изгиба, гарантирующей близкое к нулевому значение отклоняющей силы на подрезных резцах алмазной коронки.
2. Величина эксцентриситета стабилизирующей компоновки, имеющей плоскую форму упругого равновесия, гарантирующая работу направляющего участка в режиме Φ_1 :
 - прямо пропорциональна усилию взаимодействия его со стенками ствола скважины, обуславливаемому действием технико-технологических и геологических факторов;
 - обратно пропорциональна его массе и частоте вращения;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буглов Н.А., Карпиков А.В., Скрипченко И.А. Исследование влияния технико-технологических факторов на распределение осевого усилия под торцом алмазной коронки // Труды ежегодной научно-технической конференции геологоразведочного факультета. – Иркутск: ИрГТУ, 1993. – С. 71–76.
2. Owowa R.O., Ossia C.V., Akhigbemidu C.O. Analyses of pipelines for deep horizontal directional drilling installation // American Journal of Mechanical Engineering. – 2016. – V. 4. – № 4. – P. 153–162.
3. Пушмин П.С., Романов Г.Р. Способ снижения величины естественного искривления стволов разведочных скважин // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2016. – № 4 (57). – С. 43–47.
4. Буглов Н.А., Пушмин П.С. Обоснование оптимальных параметров стабилизирующих колонковых компоновок при буре-

- прямо пропорциональна коэффициенту трения скольжения.
3. Колонковый набор любого типоразмера ввиду ограничений по внутреннему и наружному диаметрам всегда имеет предельное значение эксцентриситета центра инерции поперечного сечения, которого может быть не достаточно для пород с высоким коэффициентом анизотропии.
 4. Проведенные на горизонтальном стенде исследования однозначно свидетельствуют о том, что:
 - повышение величины эксцентриситета колонкового набора способствует росту механической скорости бурения независимо от типа бурильного вала;
 - темп роста механической скорости бурения при увеличении эксцентриситета колонковой компоновки зависит от типа бурильной колонны;
 - характер изменения затрат мощности на бурение определяется типом бурильного вала;
 - повышение эксцентриситета колонковой компоновки независимо от типа бурильной колонны приводит к росту механической скорости бурения при всех частотах вращения ($P_{oc}=\text{const}$) и любых значениях осевого усилия ($n=\text{const}$);
 - увеличение эксцентриситета колонкового набора сдвигает границу возбуждения режима обратной прецессии Φ_3 при работе бурильного вала в сторону более высоких осевых усилий ($n=\text{const}$) и больших частот вращения ($P_{oc}=\text{const}$);
 - при низких частотах вращения вид движения в скважине эксцентричной колонковой компоновки соответствует первоначальному виду движения бурильной колонны;
 - степень деформации первоначального вида движения бурильного вала пропорциональна частоте вращения, массе и величине эксцентриситета колонковой компоновки;
 - синхронное движение в скважине колонкового набора с призабойным участком бурильного вала в режиме Φ_1 , при котором первый выполняет функции ведущего звена, имеет место только при высоких значениях его эксцентриситета ($e>3,4$ мм) и частотах вращения более 700 мин⁻¹.

нии скважин в условиях естественного искривления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 20–29.

5. Лягов А.В., Лягов И.А., Сулейманов И.Н. Антивибрационные-стабилизирующие компоновки бурильной колонны для технической системы «Перфобур» // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 4. – С. 24–32.
6. Петенев П.Г., Нескормных В.В., Попова М.С. Опыт и результаты внедрения динамически стабилизирующего инструмента при бурении геологоразведочных скважин комплексами ССК // Разведка и охрана недр. – 2022. – № 3. – С. 57–64.
7. Petrov V., Sadridinov A., Pichuev A. Research and analysis of the efficiency of power consumption in tunneling sections // Lecture Notes in Electrical Engineering. – 2022. – V. 823. – P. 109–117.
8. Киреев А.М. Интеллектуальные скважинные компоновки // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 11 (252). – С. 65–68.

9. Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoely M.A. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well // Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics. – Rio de Janeiro, Brazil, 2018. – P. 325–339.
10. Heisig G., Cavallaro G., Jogi P. Continuous estimates of the curvature of the wellbore during drilling based on measurements of the bending moment in the well // Proceedings of the annual technical Conference and exhibition SPE. – Houston, Texas, USA, 2004. – P. 234–241.
11. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Разработка компоновки буровой колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка на шельфе северных морей // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 2. – С. 27–36.
12. Sugiyama J., Jones S. A drill bit and drilling motor with embedded high-frequency 1600 Hz drilling dynamics sensors provide new insights into challenging downhole drilling conditions // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. OnePetro. – Hague, Netherlands, 4–7 March 2019. – V. 4. – P. 223–247.
13. Kwak H., Hursan G., Shao W. Predicting carbonate rock properties using NMR data and generalized interpolation-based techniques // Petrophysics. – 2016. – V. 57. – Iss. 4. – P. 351–368.
14. Кузнецов А.Б., Григулецкий В.Г. Упругая устойчивость компоновки нижней части буровой колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 5 (341). – С. 5–8.
15. Нескоромных В.В., Еловых П.Ф., Еловых В.Ф. Определение коэффициента боковой фрезерующей способности отклоняющей системы при бурении наклонно-направленного ствола скважины // Инженер-Нефтяник. – 2018. – № 1. – С. 11–14.
16. Захаров Д.О., Соколов А.П. Автоматизированное проектирование оптимального состава компоновки низа буровой колонны // Газовая промышленность. – 2020. – № 8 (804). – С. 64–73.
17. Pushmin P., Romanov G. Efficiency increase of hard rock destruction with the use of eccentric pulses // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – Tomsk, 6–10 April 2015. – Tomsk: Institute of Physics Publ., 2015. – P. 012052.
18. Lubinski A., Woods H.B. Factors influencing the angle of inclination and curvature of rotating wells // Drilling and production practice. – New York, New York, USA: American Petroleum Institute, 1953. – P. 222–250.
19. Жданев О.В., Зайцев А.В., Продан Т.Т. О возможностях создания российской высокотехнологичной компоновки низа буровой колонны // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – № 6. – С. 872–884.
20. Chow J., Schubert J., Skirts-Wald H. Analysis of well management on extended and multi-barrel trajectories // Drilling and completion SPE. – 2004. – V. 20. – № 2. – P. 101–108.

Поступила: 27.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 31.01.2023 г.

Информация об авторах

Буглов Н.А., кандидат технических наук, заведующий кафедрой нефтегазового дела Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета.

Пушмин П.С., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета.

UDC 622.24.051.64

DETERMINATION OF THE CONDITIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF THE DEFORMED DRILLING LAYOUT ROTATION IN THE MODE OF STABILIZATION OF THE BOREHOLE DIRECTION

Nikolay A. Buglov¹,
bna@ex.istu.edu

Pavel S. Pushmin¹,
pps@ex.istu.edu

¹ National Research Irkutsk State Technical University,
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to create a general methodology for determining the eccentricity of the inertia center of the core set cross-section, which will significantly reduce the irrational material and energy costs of drilling wells drilled in conditions of natural curvature of their trunks, as well as optimize the technical and economic indicators of drilling operations.

Objective: to increase the productivity of geological exploration when working in conditions of natural curvature of boreholes.

Objects: drilling well, column set, drilling shell, drill string, natural curvature of the borehole, the trajectory of the borehole.

Methods: analysis of literature sources on the research topic; processing data of production organizations; graphoanalytic method.

Results. To eliminate some of the shortcomings currently available in the issue of maintaining the trajectory of the borehole drilled in conditions of natural curvature, a general technique is proposed that ensures minimization of the deflecting force on the rock-breaking tool during the deepening. The proposed technique is divided into two components: the use of pre-deformed core sets; the creation of a direct precession with continuous contact of the half-wave crest with the well wall during rotation of the arrangement.

To implement the first case, the paper presents a method for determining the value of residual or preliminary deformation of a rectilinear core pipe. Practically, the proposed technique is implemented by sequentially performing three basic operations: the plane of deformation of the core set is determined during drilling; the parameters of the core set are adjusted by its residual deformation by the calculated value; the well is drilled with a pre-deformed core set.

To implement the second case, the paper presents a method for determining the magnitude of the eccentricity of the inertia center of the column set cross-section. In this case, in order to implement the method, it is necessary: to make a rational arrangement of the lower part of the drill string; to carry out the drilling process at the maximum possible rotation frequencies of the drill shaft; to use emulsion washing fluids; to reduce the amount of bending moment due to the operation of diamond crowns that work effectively at low axial forces.

Both proposed methods are justified and supported by the results of experimental work.

Conclusions. The conducted research allowed us to present and justify a fundamentally new method of reducing the curvature of boreholes based on the use of pre-deformed core sets, as well as to obtain a dependence for determining the optimal value of their residual initial bending, which guarantees a deflection force close to zero on a rock-breaking tool.

The magnitude of the eccentricity of the stabilizing arrangement, which guarantees the operation of the guide section in the mode of direct precession: is directly proportional to the force of its interaction with the walls of the well; is inversely proportional to its mass and rotational speed; is directly proportional to the coefficient of sliding friction.

Key words:

drilling well, drill shaft, column set, anisotropy of rocks, natural curvature of the borehole.

REFERENCES

1. Buglov N.A., Karpikov A.V., Skripchenko I.A. Issledovanie vliyaniya tekhniko-tekhnologicheskikh faktorov na raspredelenie osevoogo usiliya pod tortsom almaznoy koronki [Investigation of the influence of technical and technological factors on the distribution of axial force under the end of a diamond crown]. *Trudy ezhegodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii geologorazvedchnogo fakulteta* [Proceedings of the annual scientific and technical conference of the Geological Exploration Faculty]. Irkutsk, 1993. pp. 71–76.
2. Owowa R.O., Ossia C.V., Akhigbemidu C.O. Analyses of pipelines for deep horizontal directional drilling installation. *American Journal of Mechanical Engineering*, 2016, vol. 4, no. 4, pp. 153–162.
3. Pushmin P.S. Romanov G.R. A method for reducing the magnitude of the natural curvature of the trunks of exploration wells. *Izvestiya Sibirskogo secession of the Russian Academy of Sciences. Geology, prospecting and exploration of ore deposits*, 2016, no. 4 (57), pp. 43–47. In Rus.
4. Buglov N.A., Pushmin P.S. Substantiation of optimal parameters of stabilizing column arrangements when drilling wells in conditions of natural curvature. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 20–29. In Rus.
5. Lyagov A.V., Lyagov I.A., Suleymanov I.N. Anti-vibration-stabilizing drill string layouts for the Perforbur technical system. *Scientific works of NIPi Neftegaz SOCAR*, 2020, no. 4, pp. 24–32. In Rus.
6. Petenev P.G., Neskromnykh V.V., Popova M.S. Experience and results of the introduction of a dynamically stabilizing tool when drilling geological exploration wells by SSK complexes. *Exploration and protection of the subsoil*, 2022, no. 3, pp. 57–64. In Rus.
7. Petrov V., Sadridinov A., Pichuev A. Research and Analysis of the Efficiency of Power Consumption in Tunneling Sections. *Lecture Notes in Electrical Engineering*, 2022, vol. 823, pp. 109–117.
8. Kireev A.M. Intelligent borehole layouts. *Oil. Gas. Innovations*, 2021, no. 11 (252), pp. 65–68. In Rus.
9. Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoely M.A. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well. *Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics*. Rio de Janeiro, Brazil, 2018. pp. 325–339.
10. Heisig G., Cavallaro G., Jogi P. Continuous estimates of the curvature of the wellbore during drilling based on measurements of the bending moment in the well. *Proceedings of the annual technical Conference and exhibition SPE*. Houston, Texas, USA, 2004. pp. 234–241.
11. Mukhametov F.H., Levinson L.M. Development of a drill string layout for wells with a long horizontal section on the shelf of the

- Northern seas. *Oil and gas business*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 27–36. In Rus.
12. Sugiura J., Jones S. A drill bit and drilling motor with embedded high-frequency 1600 Hz drilling dynamics sensors provide new insights into challenging downhole drilling conditions. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. OnePetro*. Hague, Netherlands, 4–7 March 2019. Vol. 4, pp. 223–247.
13. Kwak H., Hursan G., Shao W. Predicting carbonate rock properties using NMR data and generalized interpolation-based techniques. *Petrophysics*, 2016, vol. 57, Iss. 4, pp. 351–368.
14. Kuznetsov A.B., Griguletsky V.G. Elastic stability of the layout of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the borehole. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2021, no. 5 (341), pp. 5–8. In Rus.
15. Neskromnyh V.V., Elovych P.F., Elovych V.F. Determination of the coefficient side of the milling abilities of the deflection system in the drilling of a directional wellbore. *Oil engineer*, 2018, no. 1, pp. 11–14. In Rus.
16. Zakharov D.O., Sokolov A.P. Computer-aided design of the optimal composition of the layout of the bottom of the drill string. *Gas industry*, 2020, no. 8 (804), pp. 64–73. In Rus.
17. Pushmin P., Romanov G. Efficiency increase of hard rock destruction with the use of eccentric pulses. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Tomsk, Institute of Physics Publishing, 2015. pp. 012052.
18. Lubinski A., Woods H.B. Factors influencing the angle of inclination and curvature of rotating wells. *Drilling and production practice*. New York, New York, USA, American Petroleum Institute, 1953. pp. 222–250.
19. Zhdaneev O.V., Zaitsev A.V., Prodan T.T. On the possibilities of creating a Russian high-tech layout of the bottom of the drill string. *Notes of the Mining Institute*, 2021, vol. 252, no. 6, pp. 872–884. In Rus.
20. Chow J., Schubert J., Skirts-Wald H. Analysis of well management on extended and multi-barrel trajectories. *Drilling and completion SPE*, 2004, vol. 20, no. 2, pp. 101–108.

Received: 27 January 2023.

Reviewed: 31 January 2023.

Information about the authors

Nikolay A. Buglov, Cand. Sc., head of the Department of Oil and Gas Engineering, National Research Irkutsk State Technical University.

Pavel S. Pushmin, Cand. Sc., associate professor, National Research Irkutsk State Technical University.

УДК 622.322

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРОТИВОПЕСОЧНЫХ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Хабибуллин Марат Яхиевич¹,
m-hab@mail.ru

Хабибуллин Арсен Маратович¹,
zx9ooqpv@gmail.com

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьский),
Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а.

Актуальность исследования обусловлены необходимостью обеспечить поступление более очищенной пластовой жидкости в призабойную зону скважины. При вскрытии пласта эксплуатационными скважинами, в конструкцию которых входят противопесочные фильтры, существуют некоторые несовершенства, которые характеризуются степенью и характером его вскрытия и обусловлены конструкциями обсадных фильтров. Для рационального выбора противопесочного фильтра в скважине необходимо проводить экспериментальные стендовые исследования с учетом скважинных условий.

Цель: на основании результатов экспериментальных исследований предложить оптимальную конструкцию противопесочного фильтра. Для выбора необходимо учитывать гидравлические параметры его работы, которые можно определить с учетом проведенных стендовых исследований фильтроэлементов двух типов: блочные и каркасно-стержневые с проволоочной обмоткой, в условиях открытого и обсаженного ствола, как наиболее перспективных по применению.

Объекты. Для выполнения этой задачи был создан стенд, который позволяет: определять количество пропускаемой жидкости с песком; объем и гранулометрическое состояние песков, которые проходят через фильтры при фильтрации смешанной жидкости; состояние и изменение структуры пород в призабойной зоне скважины; расстояния между элементами фильтра и эксплуатационной колонной, работоспособность противопесочного фильтра. Главной составной частью стенда является имитирующий круговую модель пласта фильтрационный поток комбинированной формы.

Методы. В фильтрационный поток насосом из приемной емкости по напорному манифольду подают рабочую жидкость (нефть), предварительно нагретую до заданной температуры с помощью нагревательного элемента. Температура рабочей жидкости в заданном режиме поддерживается с помощью бесконтактного регулятора. Давление нагнетания измеряют манометром. На напорном манифольде установлен предохранительный клапан пружинного типа. Изменение давления радиального потока рабочей жидкости в фильтрационном потоке регистрируют датчиком давления. Рабочую жидкость из фильтрационного потока пропускают через систему очистки, выполненную в виде двух цилиндров, в которых имеются сита для улавливания и отсеивания частиц песка размером 0,005 мм и более. Очищенная рабочая жидкость вновь поступает в приемную емкость.

Результаты. Блочные и однослойные проволоочные фильтры при обеспечении малого выноса песка быстро кольматируются. Двухслойный проволоочный фильтр имеет максимальные пиковые сопротивления и периодически значительный вынос песка. Очевидно, его можно рекомендовать при фонтанной добыче нефти при значительном превышении пластового давления по отношению к гидростатическому.

Ключевые слова:

стендовые исследования, скважина, призабойная зона, каркасно-стержневые, блочные, фильтроэлементы.

Введение

Для рационального выбора противопесочного фильтра в эксплуатационной скважине необходимо проводить экспериментальные стендовые исследования с учетом скважинных условий. При проведении стендовых исследований главным являлось создание оптимальных параметров работы системы, позволяющих обеспечить постоянное и неразрывное взаимодействие эксплуатационной скважины и пласта углеводородной залежи, надежную устойчивость окружающих пород призабойной зоны и выдачу рекомендаций с целью создания оптимальной конструкции противопесочных фильтров для конкретного месторождения [1–3].

Исследовались фильтроэлементы двух типов: блочные и каркасно-стержневые с проволоочной обмоткой, в условиях открытого и обсаженного ствола эксплуатационной скважины. В результате предварительных исследований указывалось, что наиболее перспективными считаются каркасные фильтры,

имеющие горизонтальные щели, блочные фильтры. Но при появлении тонкозернистых песков и фракций с глинистыми частицами их применение становится неэффективным. Однако с появлением новых конструкций фильтрующих оболочек блочного типа – титанового и метало-резинового (МР) – представляло интерес определение их работоспособности в условиях, имитирующих условия конкретного месторождения [4, 5].

Методы и материалы

Для выполнения поставленной задачи был создан стенд [6–8], который позволяет определять:

- количество пропускаемой жидкости с песком в эксплуатационной скважине;
- объем и гранулометрическое состояние песков, которые проходят через фильтры при фильтрации смешанной жидкости;
- состояние и изменение структуры пород в призабойной зоне скважины;

- зависимость расстояния между элементами фильтра и эксплуатационной колонной на работоспособность противопесочного фильтра.

Главной составной частью стенда является имитирующий круговую модель пласта фильтрационный лоток комбинированной формы, состоящий из трех камер: рабочей – 17, питающей – 16 и приемной – 2 (рис. 1). Корпус – 7 рабочей камеры – 17 выполнен в виде цилиндра диаметром 600 мм и высотой 500 мм с шестью окнами в нижней части, в которые вварены патрубки – 18 диаметром 250 мм и длиной 200 мм. Камеру – 17 заполняют фильтрующей средой (песком), имитирующей зону продуктивного пласта, и сверху герметично закрывают съемной крышкой – 5. В верхней части патрубков – 18 вварены лубрикаторы – 9, предназначенные для постоянного пополнения песком рабочей камеры. Поршни – 8 лубрикаторов имеют возможность осевого перемещения посредством винта и гайки.

На внутренней поверхности дна корпуса – 7 и патрубков – 8 сделаны концентрические канавки с выступами треугольного профиля для предотвращения проскальзывания потока жидкости вдоль стенок рабочей камеры – 7, а также для установки перфорированных перегородок при подготовке фильтрационного лотка к испытанию гравийных фильтров. Размеры рабочей камеры позволяют моделировать прифилтровую зону и создавать скорость фильтрации, близкую к естественной.

Питающая камера – 16 (всего их шесть), предназначенная для равномерного подвода жидкости к исследуемой фильтрующей среде, выполнена в виде гайки – 12 с перфорированной перегородкой – 14 и сеткой – 13. Гайка – 12 снабжена штуцером – 15, с которым соединен трубопровод – 11, связанный с распределителем потока – 10, трубой, полость которой сообщается с напорным манифольдом.

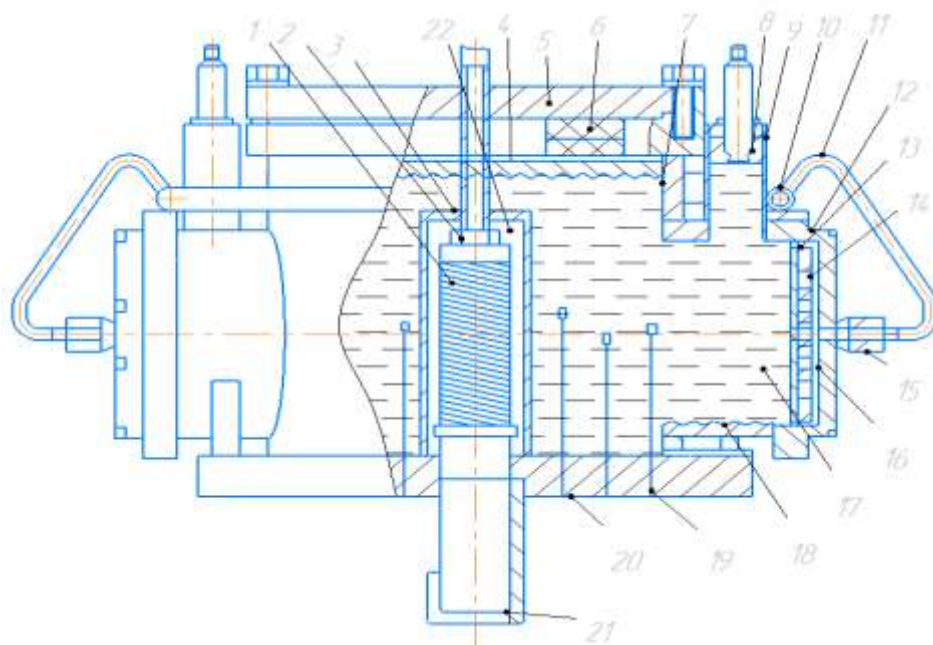


Рис. 1. Фильтрационный лоток

Fig. 1. Filtration tray

Приемная камера – 2 представляет модель обсадной трубы – 3, ввернутой в дно фильтрационного лотка, внутри которой размещен испытуемый противопесочный фильтр – 1. С помощью штуцера – 21 приемная камера соединяется с линией системы очистки жидкости. В обсадной трубе – 3 имеются отверстия, имитирующие перфорационные каналы, которые при заполнении фильтрационного лотка песком закрываются пробкой – 20.

При испытаниях без модели обсадной трубы (в открытом стволе) приемной камерой служит внутренняя полость фильтра. Горное давление воспроизводят установкой на кровлю грунта грузового диска – 4 и упругих элементов – 6. Для предотвращения проскальзывания потока жидкости на нижней поверхности грузового диска – 4 выполнены концентрические канавки с выступами треугольного профиля. Давле-

ние в различных точках модели пласта, на перфорационном канале и на поверхности фильтрующего элемента регистрируют при помощи датчиков давления – 19.

Исследования на стенде проводят следующим образом [9–12]. В фильтрационный лоток – 2 насосом – 10 (рис. 2) из приемной емкости – 8 по напорному манифольду – 6 подают рабочую жидкость (нефть), предварительно нагретую до заданной температуры с помощью нагревательного элемента – 9.

Температура рабочей жидкости в заданном режиме поддерживается с помощью бесконтактного регулятора – 7. Давление нагнетания замеряют манометром – 4. На напорном манифольде – 6 установлен предохранительный клапан – 5 пружинного типа. Изменение давления радиального потока рабочей жид-

кости в фильтрационном лотке – 2 регистрируют датчиком давления – 3.

Рабочую жидкость из фильтрационного лотка – 2 пропускают через систему очистки – 13, выполненную в виде двух цилиндров – 12, в которых имеются сита для улавливания и отсеивания частиц песка размером 0,005 мм и более. Очищенная рабочая жидкость вновь поступает в приемную емкость – 8. Обвязка системы очистки позволяет включать в работу сразу оба цилиндра или поочередно любой из них.

В комплект оборудования стенда входят также виброплощадка для уплотнения грунта в фильтрационном лотке, вибрационное сито СВ-1, пульт оператора и вакуумный насос с вакуумметром. Движение жидкости в модельном пласте обеспечивается заданным постоянным расходом в пределах от 0,25 до 25 л/мин. на 1 м полной поверхности противопесочного фильтра; температура закачиваемой жидкости поддерживается в диапазоне 20–50 °С; давление рабочей жидкости до 4 МПа [13–15].

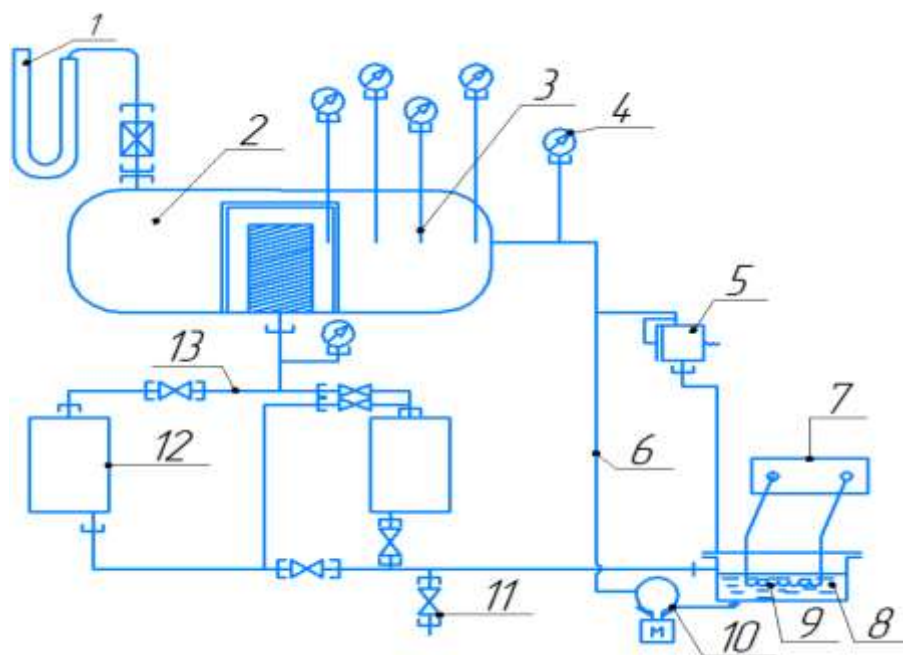


Рис. 2. Стенд для исследования фильтров

Fig. 2. Stand for studying filters

Результаты и обсуждения

Подготовка модели пласта проводилась в следующей последовательности: устанавливалась модель противопесочного фильтра, а при имитации условий обсаженного ствола – и обсадная колонна; модель пласта загружалась грунтом определенного гранулометрического состава; грунт насыщался 5 % водным раствором хлористого кальция (CaCl_2) и уплотнялся периодическим вибрированием модели пласта с одновременным добавлением грунта через лубрикаторы. Суммарное время вибрирования колебалось от 1,5 до 2 часов с количеством циклов от 5 до 8; модель пласта дегазировалась вакуумированием (700–800 м водяного столба) в течение 2 часов (в 3 приема через час отстоя) с последующим замещением водного раствора CaCl_2 рабочей жидкостью. Пористость имитаторов пласта колебалась в пределах 20–30 %. Экспериментальному исследованию подвергались имитаторы пластов с гранулометрическим составом и физико-химическими свойствами, близкими по составам продуктивных пластов исследуемого месторождения [16–19].

Модель пласта в каждом эксперименте загружалась кварцевым песком в объеме около 0,2 м³ следующего фракционного состава (табл. 1) [20].

Таблица 1. Фракционный состав кварцевого песка

Table 1. Fractional composition of quartz sand

Размер зерен песка, мм Sand grain size, mm	Процентное содержание фракций в имитаторе пласта Percentage of fractions in the reservoir simulator	
	(K ₁)	(K ₂)
От (from) 0,5 до (to) 0,25	–	3
От (from) 0,25 до (to) 0,1	48	70
От (from) 0,1 до (to) 0,01	30	19
Менее 0,01/Less than 0,01	22	8

Имитатор пласта K₁ составлялся исходя из среднего значения гранулометрического состава пласта с исключением частиц размером больше 0,25 мм, а K₂ – исходя из возможного образования при выносе из пласта большого количества частиц размером 0,25–0,1 мм из более мелких за счет их сцементированности. В качестве рабочей жидкости использовалась товарная нефть исследуемого месторождения со следующими параметрами (табл. 2) [21].

Расход жидкости, в пересчете на 1 м длины фильтрующей поверхности, изменялся в пределах от 0,6 до 1,5 м³/ч., а температурный режим – в пределах от 5 до 30 °С. Имитация горного давления осуществлялась путем передачи усилия от крышки модели пласта через

резиновые амортизаторы, размещенные между крышкой и металлическим грузовым диском, опирающимся на кровлю имитатора пласта. Удельное давление находилось в пределах от 0,004 до 4 МПа [22–24].

Таблица 2. Параметры товарной нефти

Table 2. Commercial oil parameters

Месторождение Field	Вязкость при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$, МПа·с Viscosity at $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$, MPa·s	Вязкость при $t=27\text{ }^{\circ}\text{C}$, МПа·с Viscosity at $t=27\text{ }^{\circ}\text{C}$, MPa·s	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	Содержание воды, % Water content, %
Алексеевское Aleksseevskoe	177	143	0,922	15

Интенсивность выноса песка из модели пласта оценивалась как прямым взвешиванием песка, осевшего на рабочем и контрольном фильтрах, так и по времени роста давления на контрольном фильтре до 0,1 МПа за счет кольтации последнего. В качестве контрольного фильтра во всех экспериментах использовалась одинаковая ткань (хлопчатобумажная) с постоянной первоначальной площадью фильтрации, равной 38,5 см².

При лабораторных испытаниях фильтров блочно-го типа исследовался фильтроэлемент МР, фильтрующая оболочка которого изготовлена из проволочной спирали с наружным диаметром 2 мм, выполненной из проволоки диаметром 0,2 мм, уложенной определенным образом и деформированной осевым усилием в пресс-форме до образования пористых втулок высотой до 70 мм, диаметром 130 и 160 мм, с толщиной

стенки, соответственно, 20 и 35 мм. Удельная проницаемость таких фильтроэлементов до 16 дарси, пористость до 60 %. Фильтры испытывались в моделях пласта, имитирующих условия Алексеевского месторождения [25–27].

При лабораторных испытаниях МР фильтроэлемента исследовался фильтроэлемент с размерами:

- наружный диаметр 160 мм;
- толщина стенки 35мм;
- высота, 280 мм.

Испытания проводились в системе пласт–фильтр с расходом прокачиваемой жидкости 0,6...0,8 м³/сут. на 1 м его длины при температуре 22...25 °С.

В процессе экспериментов фиксировались изменения гидравлических сопротивлений как всей системы, так и отдельных ее участков, количество и гранулометрический состав частиц пласта, вынесенных через фильтр, а также изменения интенсивности выноса в зависимости от времени работы фильтра и после эксперимента – состояние прифильтовой зоны. Всего было проведено восемь экспериментов, в пяти из которых длительность эксперимента составляла от 75 до 96 часов, а трех – с длительностью 135...145 часов [28].

На рис. 3 показаны изменения давлений в системе пласт–фильтр на заданных радиусах имитатора пласта в зависимости от времени прокачки рабочей жидкости (здесь рассматривается пример имитатора – пласта K_1). На графике показаны среднеарифметические значения давлений и времени. Причем разброс табличных данных по давлению во всех опытах не превышал 15 % (для заданного радиуса), а разность по интервалам замеров не превышала $\pm 5\%$ [29–31].

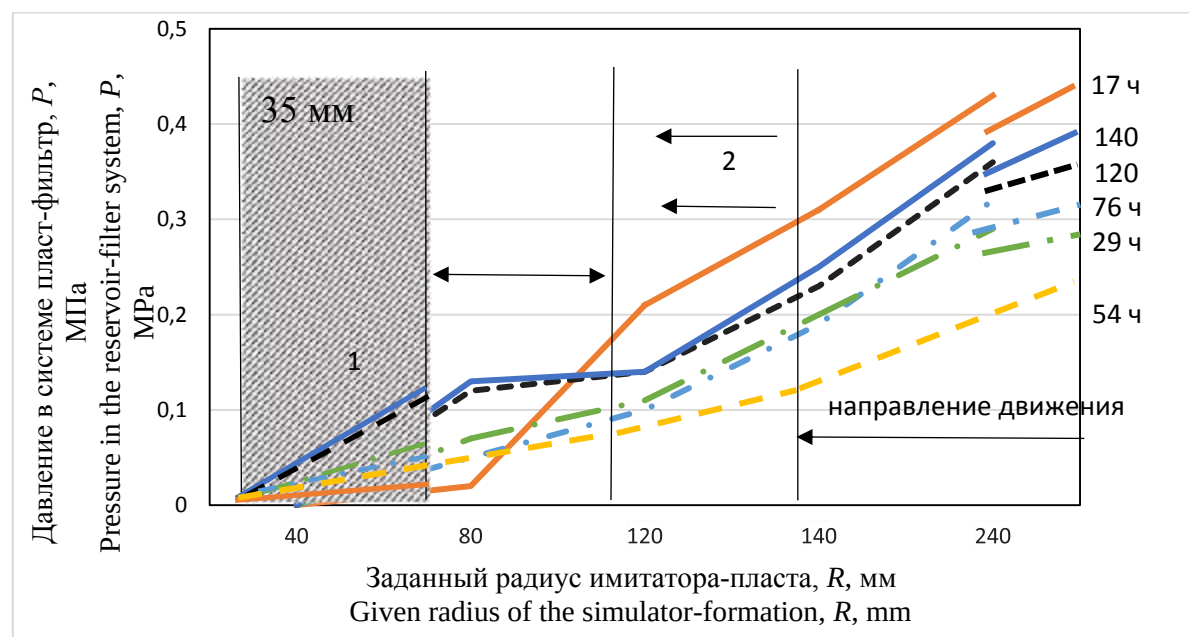


Рис. 3. График изменения давлений в системе пласт–фильтр на заданных радиусах имитатора-пласта в зависимости от времени прокачки рабочей жидкости: 1 – фильтроэлемент (МР); 2 – имитатор пласта

Fig. 3. Graph of pressure changes in the formation–filter system at given radii of the simulator-formation, depending on the time of pumping the working fluid: 1 – filter element; 2 – simulator-formation

Более наглядное представление о работе фильтро-элемента (МР) дает развернутый график изменения давления на каждом из радиусов и кривая интенсивности выноса частиц песка (через фильтр) по времени (рис. 4).

Анализируя графики, можно предположить, что в первоначальный интервал времени (0–17 ч.) рост давления в системе пласт–фильтр (на всех его участках) вызван наложением частиц породы на поверхность фильтра с частичным заклиниванием проходных отверстий и вследствие объемной колюматации при фильтрующей оболочки. Кроме того, резкий рост давления (в интервале 80...40 мм) обуславливается, очевидно, подносом колюматующих частиц с внешнего контура пласта (140...245 мм) [32–35].

Интенсивность выноса мелких частиц песка и колюманта через фильтр в эксплуатационной скважине, обеспечивающая очистку прифильтровой зоны, резко падает. Однако, как видно из графика, в интервале времени (17...29 ч.) все еще происходит очистка прифильтровой зоны (80...140 мм) за счет выноса частиц пласта как через фильтр, так и через осаивание их в объеме фильтрующей оболочки, на что указывает увеличение ее сопротивления. Изменения, происходя-

щие в интервале времени (29...54 ч.), показывают более интенсивный рост давления в зоне (80...140 мм), по сравнению с ростом сопротивления фильтра. Это определяется переносом колюматирующего материала из зоны пласта 140...245 мм и падением сопротивления, обусловленного частичным раздренированием этой зоны пласта [36]. При дальнейшей работе наблюдается подъем давления во всех зонах системы пласт–фильтр с некоторым опережением сопротивления фильтрующей оболочки. Следует отметить, что с изменением интенсивности выноса частиц из пласта менялся и гранулометрический состав проб, отбираемых с контрольного фильтра. В начальный период работы фильтра (5...8 ч.) содержание крупных частиц в пробах с размерами 0,1...0,2 мм составляло 68...72 % (по массе), а по истечении 25...30 ч. количество частиц размерами 0,05 мм не превышало 6...10 % [37–39].

Каркасно-проволочные фильтры, фильтрующие оболочки которых выполнены из проволоки различных сечений с горизонтальным расположением щели, исследовались в системе пласт–фильтр с целью определения влияния их геометрических и конструктивных параметров на ее работоспособность.

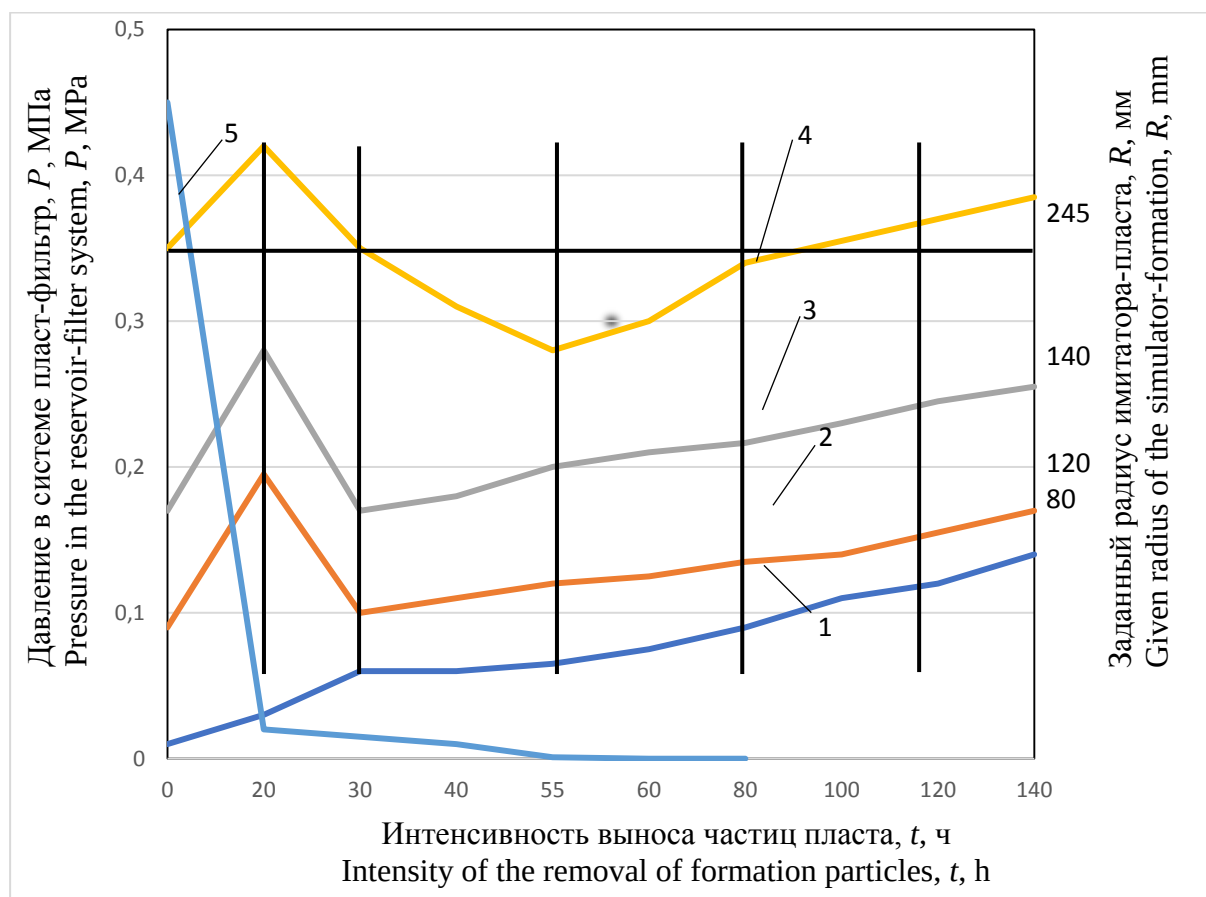


Рис. 4. График изменения давления в системе пласт–фильтр и интенсивности выноса частиц пласта для заданных радиусов имитатора-пласта: 1, 2, 3, 4 – перепады давления соответственно на фильтре (МР) и в пласте на радиусах контура питания 80, 120, 140 и 245 мм относительно оси фильтра; 5 – интенсивность выноса частиц пласта (через фильтр)

Fig. 4. Graph of pressure changes in the reservoir–filter system and intensity of the removal of reservoir particles for given radii of the simulator-formation: 1, 2, 3, 4 – pressure drops at filter and in the formation on the external boundary radius 80, 120, 140 and 245 mm relative to the filter axis; 5 – intensity of the formation particles removal (through the filter)

В процессе экспериментов уточнялись изменения гидравлической связи системы и суффозионной устойчивости пласта при следующих геометрических значениях фильтрующей оболочки:

- размера фильтрующей щели (по ширине), формы сечения обмоточной проволоки и скважности, зависящей от их сечения, и увеличение межремонтного периода работы фильтра за счет его конструктивных параметров;
- слоистости, жесткости и повышенной скважности фильтрующей оболочки [40–42].

Здесь следует отметить, что повышенная скважность на единицу длины фильтрующей оболочки (вдоль оси фильтра) достигнута за счет увеличения количества щелей при одинаковом размере поперечного сечения обмоточной проволоки, т. е. без снижения ее прочностных характеристик [43].

Исследовались следующие модели проволоочных фильтров [44, 45]:

- однослойные – с фильтрующей оболочкой, выполненной из проволоки круглого и трапециевидального сечений;
- двухслойные – оболочка выполнена из двух слоев обмотки (с зазором между ними и каждый из слоев выполнен из проволоки круглого сечения одинакового диаметра);
- однослойные с переменной жесткостью фильтрующей оболочки, выполненной в виде двухзаходной спирали из круглой проволоки разных диаметров;
- повышенной скважности из проволоки круглого сечения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169–173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169
2. Афанасьев А.В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «Линк» для ограничения выноса песка // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2010. – № 2. – С. 38–48.
3. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2010. – № 2. – С. 6–13.
4. Шакуров А.Р. Современные методы борьбы с пескопроявлением при заканчивании скважин. Скважинные фильтры PPS, PMS, PPK // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2010. – № 2. – С. 115–119.
5. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects // Journal of Southwest Petroleum University. – 2018. – V. 40. – № 2. – P. 86–94.
6. 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
7. Хэннан Ван, Подгорнов В.М. Проектирование мест расположения термокомпенсаторов для предотвращения деформации многослойных фильтров в горизонтальном стволе паронагнетательной скважины // Газовая Промышленность. – 2019. – № 4. – С. 38–44.
8. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Кухтинский А.Э. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характери-

Заключение

При оценке работы фильтров в системе пласт–фильтр необходимо учитывать одновременно их пескоудерживающую способность, обеспечение надежной гидравлической связи и способность оказывать влияние на формирование прифильтровой зоны, что в конечном итоге способствует увеличению срока службы фильтра до его колыматации. Следует также учитывать, что на каждом участке месторождения геолого-промысловые условия различны. В связи с этим значимость вышеперечисленных параметров, влияющих на работу системы пласт–фильтр, может меняться.

Так, например, при длительной добыче нефти для обеспечения лучшей гидравлической связи в системе пласт–фильтр и увеличения раздренированной прифильтровой зоны можно несколько снизить требования к пескоудерживающей способности фильтра, а при насосной добыче нефти важным условием является ограничение выноса песка, обеспечивающее нормальную работу насосного оборудования.

Блочные (МР) и однослойные проволоочные фильтры (КС) при обеспечении малого выноса песка быстро колыматируются. При обеспечении фильтром (КС) более длительной работы системы без колыматации фильтра, особенно для пласта K_1 , наблюдается значительный вынос песка.

Двухслойный проволоочный фильтр имеет максимальные пиковые сопротивления и периодически значительный вынос песка. Очевидно, его можно рекомендовать при фонтанной добыче нефти, при значительном превышении пластового давления по отношению к гидростатическому.

- стик горных пород месторождений углеводородов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 83–90. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83
9. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края / В.А. Бондаренко, В.Н. Климовец, В.И. Щетников, А.О. Сухляев, С.В. Долгов, А.В. Шостак // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2013. – № 6. – С. 17–21.
10. Штурн Л.В., Кононенко А.А., Денисов С.О. Отечественные фильтры для заканчивания скважин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 6. – С. 57–61.
11. Хабибуллин М.Я. Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 2. – С. 64–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71
12. Ван Хэннан, Подгорнов В.М., Мо Цзяли. Экспериментальные исследования эффективности фильтрующих элементов забойных фильтров в потоке высоковязкой нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 01. – С. 43–47.
13. Двойников М.В., Ошибков А.В. Анализ проектных решений и технологических приемов проектирования и реализации профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 40–43.
14. Кейн С.А., Швеи С.В. Оценка сложности траектории горизонтальных скважин при спуске обсадных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 7. – С. 38–41.
15. Хабибуллин М.Я. Повышение долговечности и надежности работы центробежных сепараторов путем применения новых материалов // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 3. – С. 107–112. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-107-112

16. 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. – V. 12. – P. 163487.
17. Helmy M.W. Application of new technology in the completion of ERD wells // Sakhalin-1 Development. Paper SPE. – 2006. – V. 8. – P. 103587.
18. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov Re.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
19. Hossain M.E., AlMejed A.A. Fundamental of sustainable drilling engineering. – Chichester: Scrivener Publishing LLC, 2015. – 786 p.
20. Шве́ц С.В., Кейн С.А. Влияние параметров траектории горизонтальной скважины на спуск обсадной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 19–23.
21. Successful optimization strategies combine to deliver significant performance boost at the edge of the ERD envelope / R.W. James, P.J. Pastusek, G.R. Kuhn, A.F. Andreev, J.R. Bailey, L.W. Wang // Sakhalin Island. Russia. Paper SPE. San Diego. – 2012. – V. 9. – P. 150959.
22. 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
23. New rotary shouldered connection expands the capability of world record ERD operation / S.R. Sanford, M.W. Walker, J.N. Brock, M.J. Jellison, A.F. Muradov // Paper SPE/ IADC. Fort Worth. – 2014. – V. 5. – P. 168049.
24. Schamp J.H., Estes B.L., Keller S.R. Torque reduction techniques in ERD wells // Paper SPE/IADC. Miami. – 2006. – V. 14. – P. 98969.
25. Третьяк А.А., Савенок О.В., Шве́ц В.В. Скважинные фильтры. – Новочеркасск: Колорит, 2019. – 227 с.
26. Successful implementation of hydraulic fracturing techniques in high permeability heavy oil wells in the Llanos Basin-Colombia / J.I. Bahamon, C.E. Garcia, M.J. Ulloa, J.H. Leal // Ecopetrol SPE. Weatherford. – 2015. – V. 54. – P. 136425.
27. 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. – V. 55. – № 11–12. – P. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1
28. Обоснование источников водоснабжения олимпийских объектов «Сочи-2014» за счет подземных вод / Б.В. Боровский, Г.Е. Ершов, А.В. Кузнецов, Ю.Ю. Кувыкина // Разведка и охрана недр. – М.: Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья им. Н.М. Федоровского, 2010. – № 2. – С. 68–70.
29. Боровский Б.В., Язвин А.Л. Основные этапы развития учения об оценке эксплуатационных запасов питьевых и технических подземных вод в СССР и современной России. Прошлое, настоящее, будущее // Недропользование XXI век. – 2012. – № 2. – С. 44–54.
30. 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
31. Шве́ц С.В., Кейн С.А. Перспективы применения метода спуска обсадных колонн с облегчённым нижним участком // «Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения». – 2015. – № 2. – С. 81–90. URL: <http://resteo.ru/shvets-2/> (дата обращения: 15.01.2023).
32. Хабибуллин М.Я. Метод термостойкого импульсирования для увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 58–64. DOI: 10.17122/ngdolo-2020-4-58-64
33. Karim A., Du C., Hansson G. Influence of exposure to 980 nm laser radiation on the luminescence of Si: Er/O light-emitting diodes // Journal of applied physics. – 2008. – V. 12. – P. 123110. URL: <http://dx.doi.org/10.1063/1.3050316> (дата обращения: 15.07.2022).
34. The next generation of Sakhalin Extended-Reach Drilling / R.I. Viktorin, J.K. McDermott, R.C. Rush, J.L. Schamp // Paper SPE/IADC. Miami. – 2006. – V. 3. – P. 99131.
35. 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
36. 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. – V. 9. – P. 151046.
37. Walker M.W., Veselka A., Harris S.A. Increasing Sakhalin Extended Reach Drilling and completion capability // Paper SPE/IADC. Amsterdam. – 2009. – V. 4. – P. 119373.
38. 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. – V. 108. – P. 999–1007.
39. Боровский Б.В., Язвин А.Л. Еще раз об упрощенных требованиях к оценке запасов подземных вод на участках недр, эксплуатируемых одиночными водозаборами: состояние проблемы и пути решения // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 5. – С. 32–39.
40. Алексеев В.С., Тесля В.Г. Критерии проектирования фильтров водозаборных скважин // Водоснабжение и санитарная техника. – 2009. – № 11. – С. 32–38.
41. Ван Хэнян, Подгорнов В.М. Скин-фактор композитного забойного фильтра // Строительство скважин нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 3. – С. 26–31. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-4(328)-26-31
42. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir / Y.A. Xiong, H.J. Xu, Y.D. Wang, W.R. Zhou, C.E. Liu, L.J. Wang // Petroleum. – 2018. – V. 4. – Iss. 3. – P. 358–363.
43. Тестирование полимерно-гелевых систем «Темпоскрин-плюс ВПП» и «Темпоскрин-люкс» в условиях применения высокоминерализованных агентов закачки при высоких температурах пласта / Д.А. Каушанский, В.Б. Демьяновский, Н.Р. Бакиров, В.Б. Еременко // Нефтепромысловое дело. – 2020. – Т. 2 (614). – С. 32–37. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-2(614)-32-37
44. Разработка дизайна фильтра-хвостовика для крепления горизонтальных участков большой длины / С.А. Кейн, И.Н. Андронов, С.В. Шве́ц, В.П. Пятибрат // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 24–28.
45. Automated evaluation of hole cleaning efficiency while drilling improves rate of penetration / M. Al-Rubaii, R. Gajbiye, A. Al-Yami, M. Alshalan, M. Al-Awami // International Petroleum Technology Conference: Materials of IPTC. – Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, 2020. – P. 1–17. DOI: 10.2523/IPTC-19809-MS

Поступила: 19.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 29.01.2023 г.

Информация об авторах

Хабибуллин М.Я., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский).

Хабибуллин А.М., студент, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский).

UDC 622.322

RATIONALE FOR SELECTING SAND FILTERS FOR PRODUCTION WELLS

Marat Ya. Khabibullin¹,
m-hab@mail.ru

Arsen M. Khabibullin¹,
zx9ooqpv@gmail.com

¹ Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky),
54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to ensure the flow of more purified reservoir fluid into the bottomhole zone of the well. When opening a formation with production wells, the design of which includes anti-sand filters, there are some imperfections that are characterized by the degree and nature of its opening and are caused by the designs of casing filters. For a rational choice of an anti-sand filter in a well, it is necessary to conduct experimental bench studies, taking into account well conditions.

Purpose: based on the results of experimental studies, propose the optimal design of the anti-sand filter. To select, it is necessary to take into account the hydraulic parameters of its operation, which can be determined based on the bench tests of two types of filter elements: block and frame-rod with wire winding, in open and cased hole conditions, as the most promising in terms of application.

Objects. To accomplish this task, a stand was created that allows you to: determine the amount of fluid passing through with sand; the volume and granulometric state of the sands that pass through the filters when filtering the mixed liquid; state and change in the structure of rocks in the bottomhole zone of the well; distances between the filter elements and the production casing, the performance of the sand filter. The main component of the stand is a combined-shaped filtration tray imitating a circular reservoir model.

Methods. The working fluid (oil), preheated to a predetermined temperature with the help of a heating element, is supplied to the filtration tray by a pump from the receiving tank through the pressure manifold. The temperature of the working fluid in a given mode is maintained using a non-contact controller. The discharge pressure is measured with a manometer. The pressure manifold is fitted with a spring-loaded relief valve. The change in pressure of the radial flow of the working fluid in the filtration tray is recorded by a pressure sensor. The working fluid from the filtration tray is passed through a cleaning system made in the form of two cylinders, in which there are sieves for trapping and screening sand particles with a size of 0,005 mm or more. The purified working fluid again enters the receiving tank.

Results. Block and single-layer wire filters while ensuring a small amount of sand are quickly clogged. The double layer wire filter has the highest peak resistances and occasional significant sand production. Obviously, it can be recommended for flowing oil production, with a significant excess of reservoir pressure in relation to hydrostatic pressure.

Key words:

bench research, well, bottomhole zone, frame-rod, block, filter elements.

REFERENCES

1. 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. 169–173. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169.
2. Afanasiev A.V. Using the technology of casing the bottomhole zone of the well «Link» to limit sand production. *Production and technical oil and gas journal «Engineering Practice»*, 2010, no. 2, pp. 38–48. In Rus.
3. Kamaletdinov R.S., Lazarev A.B. Review of existing methods of dealing with mechanical impurities. *Production and technical oil and gas journal «Engineering Practice»*, 2010, no. 2, pp. 6–13. In Rus.
4. Shakurov A.R. Modern methods of sand control during well completion. Downhole filters PPS, PMC, PPK. *Production and technical oil and gas journal «Engineering Practice»*, 2010, no. 2, pp. 115–119. In Rus.
5. 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.
6. 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 Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.
7. Henyang Wang, Podgornov V.M. Designing locations for thermal compensators to prevent deformation of multilayer filters in a horizontal wellbore of a steam injection well. *Gas industry*, 2019, no. 4, pp. 38–44. In Rus.
8. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Kukhtinsky A.E. On the relationship between crack resistance coefficients and geophysical characteristics of rocks of hydrocarbon deposits. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 241, pp. 83–90. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83.
9. Bondarenko V.A., Klimovets V.N., Shchetnikov V.I., Sukhlyayev A.O., Dolgov S.V., Shostak A.V. Experience in combating sand manifestations during the operation of wells of the Anastasievsko-Troitskoye field of the Krasnodar Territory. *Scientific and technical journal «Construction of oil and gas wells on land and at sea»*, 2013, no. 6, pp. 17–21. In Rus.
10. Shtum L.V., Kononenko A.A., Denisov S.O. Domestic filters for well completion. *Territory NEFTEGAS*, 2010, no. 6, pp. 57–61. In Rus.
11. Khabibullin M.Ya. Increasing the efficiency of separation of liquid systems during the collection of reservoir fluid. *Oil and gas business*, 2020, vol. 18, no. 2, pp. 64–71. In Rus. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71.
12. Wang Henyang, Podgornov V.M., Mo Jiyali. Experimental studies of the efficiency of downhole filter elements in a high-viscosity oil flow. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2022, no. 01, pp. 43–47. In Rus.
13. Dvoynikov M.V., Oshibkov A.V. Analysis of design solutions and technological methods for designing and implementing profiles of directional and horizontal wells. *Izvestia of higher educational institutions. Oil and gas*, 2013, no. 4, pp. 40–43. In Rus.
14. Kane S.A., Shvets S.V. Evaluation of the complexity of the trajectory of horizontal wells when lowering casing strings. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2015, no. 7, pp. 38–41. In Rus.
15. Khabibullin M.Ya. Improving the durability and reliability of centrifugal separators by using new materials. *Oil and Gas Business*, 2020, vol. 18, no. 3, pp. 107–112. In Rus. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-107-112.
16. 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.
17. Helmy M.W. Application of new technology in the completion of ERD wells. *Sakhalin-1 Development. Paper S.P.E.*, 2006, vol. 8, pp. 103587.
 18. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov Re.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
 19. Hossain M.E., AlMejed A.A. *Fundamental of sustainable drilling engineering*. Chichester, Scrivener Publishing LLC, 2015. 786 p.
 20. Shvets S.V., Kane S.A. Influence of horizontal well trajectory parameters on casing string running. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2014, no. 7, pp. 19–23. In Rus.
 21. James R.W., Pastusek P.J., Kuhn G.R., Andreev A.F., Bailey J.R., Wang L.W. Successful optimization strategies combine to deliver significant performance boost at the edge of the ERD envelope. *Sakhalin Island. Russia. Paper S.P.E.* San Diego, 2012. Vol. 9, pp. 150959.
 22. 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
 23. Sanford S.R., Walker M.W., Brock J.N., Jellison M.J., Muradov A.F. New rotary shouldered connection expands the capability of world record ERD operation. *Paper SPE/IADC. Fort Worth*, 2014, vol. 5, pp. 168049.
 24. Schamp J.H., Estes B.L., Keller S.R. Torque reduction techniques in ERD wells. *Paper SPE/IADC. Miami*, 2006, vol. 14, pp. 98969.
 25. Tretyak A.A., Savenok O.V., Shvets V.V. *Skvazhinnye filtry [Downhole filters]*. Novocherkassk, Coloring, 2019. 227 p.
 26. Bahamon J.I., Garcia C.E., Ulloa M.J., Leal J.H. Successful implementation of hydraulic fracturing techniques in high permeability heavy oil wells in the Llanos Basin-Colombia. *Ecopetrol SPE. Weatherford*, 2015, vol. 54, pp. 136425.
 27. 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
 28. Borevsky B.V., Ershov G.E., Kuznetsov A.V., Kuvykina Yu.Yu. *Obosnovanie istochnikov vodosnabzheniya olimpiyskikh obyektoy «Sochi-2014» za schet podzemnykh vod [Substantiation of sources of water supply for the Sochi-2014 Olympic venues at the expense of groundwater. Exploration and protection of mineral resources]*. Moscow, All-Russian Research Institute of Mineral Raw Materials. N.M. Fedorovsky Publ., 2010. No. 10, pp. 68–70. In Rus.
 29. Borevsky B.V., Yazvin A.L. The main stages in the development of the doctrine on the assessment of operational reserves of drinking and technical groundwater in the USSR and modern Russia. Past, present, future. *Subsoil use XXI century*, 2012, no. 2, pp. 44–54. In Rus.
 30. 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
 31. Shvets S.V., Kane S.A. Prospects for using the method of running casing strings with a lightweight lower section. *Electronic scientific journal «Resources of the European North. Technologies and economics of development»*, 2015, no. 2, pp. 81–90. In Rus. Available at: <http://resteo.ru/shvets-2/?lang=en> (accessed 15 January 2023).
 32. 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 Rus. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
 33. Karim A., Du C., Hansson G. Influence of exposure to 980 nm laser radiation on the luminescence of Si: Er/O light-emitting diodes. *Journal of applied physics*, 2008, vol. 12, pp. 123110. Available at: <http://dx.doi.org/10.1063/1.3050316> (accessed 15 July 2022).
 34. Viktorin R.I., McDermott J.K., Rush R.C., Schamp J.L. The next generation of Sakhalin Extended-Reach Drilling. *Paper SPE/IADC. Miami*, 2006, vol. 3, pp. 99131.
 35. 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.
 36. 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.
 37. Walker M.W., Veselka A., Harris S.A. Increasing Sakhalin Extended Reach Drilling and completion capability. *Paper SPE/IADC. Amsterdam*, 2009. Vol. 4, pp. 119373.
 38. 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.
 39. Borevsky B.V., Yazvin A.L. Once again on the simplified requirements for the assessment of groundwater reserves in subsoil plots operated by single water intakes: the state of the problem and solutions. *Exploration and protection of mineral resources*, 2014, no. 5, pp. 32–39. In Rus.
 40. Alekseev V.S., Teslya V.G. Criteria for designing filters for water wells. *Water supply and sanitary engineering*, 2009, no. 11, pp. 32–38. In Rus.
 41. Wang Hengyang, Podgornov V.M. Skin factor of a composite downhole filter. Construction of wells for oil and gas wells on land and at sea, 2020, no. 3, pp. 26–31. In Rus. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-4(328)-26-31.
 42. Xiong Y.A., Xu H.J., Wang Y.D., Zhou W.R., Liu C.E., Wang L.J. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir. *Petroleum*, 2018, vol. 4, Iss. 3, pp. 358–363.
 43. Kaushansky D.A., Demyanovsky V.B., Bakirov N.R., Eremenk V.B. Testing of polymer-gel systems «Temposcreen-plus VPP» and «Temposcreen-lux» in the conditions of using highly mineralized injection agents at high reservoir temperatures. *Oilfield business*, 2020, vol. 2 (614), pp. 32–37. In Rus. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-2(614)-32-37.
 44. Kane S.A., Andronov I.N., Shvets S.V., Pyatibrat V.P. Design development of a liner filter for fastening long horizontal sections. *Petroleum Engineer*, 2016, no. 1, pp. 24–28. In Rus.
 45. Al-Rubaii M., Gajbhiye R., Al-Yami A., Alshalan M., Al-Awami M. Automated evaluation of hole cleaning efficiency while drilling improves rate of penetration. International Petroleum Technology Conference. *Materials of IPTC. Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia*, 2020. pp. 1–17. DOI: 10.2523/IPTC-19809-MS

Received: 19 January 2023.

Reviewed: 29 January 2023.

Information about the authors

Marat Ya. Khabibullin, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky).

Arsen M. Khabibullin, Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky).

UDC 550.832

BACH HO FIELD GEOLOGICAL FEATURES IDENTIFICATION USING WELL LOGGING DATA

Nguyen Xuan Kha¹,
nxxkha@hcmut.edu.vn

Pham Xuan Son²,
sonpx.fg@vietsov.com.vn

Hoang Van Quy²,
quylienhiephoi@gmail.com

Nguyen Tuan¹,
nguyentuan@hcmut.edu.vn

Truong Quoc Thanh¹,
tquocthanh@hcmut.edu.vn

Mai Huu Xuan¹,
maihuuxuan@hcmut.edu.vn

Tran Van Xuan¹,
tvxuan@hcmut.edu.vn

¹ Vietnam National University-HCM of Technology,
268, Ly Thuong Kiet street, Ward 14, District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam.

² VSP Research & Engineering Institute,
67, Avenue 30/04, Thang Nhat Ward, Vung Tau city, Vietnam.

The relevance. Well geophysics is considered as a typical method that can assist in determining the petrophysics properties of reservoirs and further location of the petroleum product-containing reservoirs. For reservoirs formed from fractured basement rock, studies on the petrophysics properties of fracture zones can contribute to the identification of petroleum products.

The main aim. The study applied the cross-plotting method based on raw well-logging data to identify the possible correlation between the gamma-ray logging with well-logging including neutron porosity, sonic transient time, and bulk density in three wells (BH-433, BH-809, and BH-905) of Bach Ho field in the Cuu Long Basin, Vietnam.

Methods. To deploy this study, well-logging data were integrated into formation of micro images and neutro, speed of sound, and density of the basement at the surveyed reservoir positions.

Results. The results indicated that granite in the investigated zones responds to the two tight value ranges (no-oil exist zones) neutro (0,000–0,100) and speed of sound (46–64), and neutro (0,000–0,100) and density (2,375–2,750) while the value ranges deviate from 0,000–0,100, 46–64, and 2,375–2,750, respectively for neutro, speed of sound, and density are closely related to the good permeability and porosity zones (oil exist zones). Based on the findings, it can be confirmed that the cross-plotting analysis has contributed positively to the initial assessment of potential ranges of the oil reservoirs in Bach Ho field. The application of the cross-plotting method will contribute to enhancing the predictability of oil and gas in the reservoirs.

Key words:

Bach Ho field, Cuu Long Basin, cross-plotting, density, well-logging.

Introduction

Oil and gas exploration and exploitation activities for new reserves as well as recovery from prevailing accumulations are facing increased challenges due to the lack of essential seismic and geophysical information [1, 2]. The grasp of reservoir characteristics, therefore, plays an important role in quantifying producible oilfields [3]. They are considered as important input parameters for determining the location and reserves of oil reservoirs [4]. The challenges in oil reserve determination are commonly supposed to be the effects of lithology ingredients on the reservoirs [5, 6]. In addition, they are related to poor forecasting methods of reservoir properties as well as lithological constituents in the reservoirs [5]. The main reason for these problems may be caused by poor-quality core [7] or sample preservation techniques [8, 9]. According to [10] poor input information can lead to fewer correlations with seismic or well-logging data. The cross-plotting method based on well-logging data analysis is considered as a useful solution to decipher the reservoir properties when other traditional forecast methods of the reservoir properties have not been as effective as expected. Nowadays, cross-plotting approaches based on well-logging data analysis are evaluated as one of the ef-

fective methods to determine reservoir properties as well as their other lithological constituents [2, 11]. The cross-plotting is known as a typical visualization analysis method that is applied in well-logging data interpretation, and to identify or detect anomalies that could be interpreted as the presence of hydrocarbon, fluids, or other lithologies in the reservoirs [12]. Cross-plotting is, therefore, considered as one of the typical methods that can assist in determining the petrophysics properties of reservoirs and the location of the petroleum product-containing reservoirs [13, 14]. For instance, in Nigeria [10] the cross-plotting method is applied to determine the reservoir properties of three wells in the Daura oilfield. The results indicated that the cross-plotting method can support delineating correctly the reservoir features. According to [10], understanding of the reservoir's geophysical properties will contribute to determining the location of the petroleum-containing reservoirs. The geophysical properties are important because they play a role of input information for reservoir location determination [1, 2]. These parameters are commonly applied in the petroleum relationship industries to evaluate the potential spatial distribution of the oil reservoir [13].

Cuu Long Basin is considered as the major reservoir for Vietnam's oil production activities [14, 15]. As a part of the actual requirement, petrophysical estimation is commonly required for optimizing production [14, 16]. It is difficult to apply traditional methods for determining the reservoir properties thereby identifying the potential oil reservoirs. In order to assist in the exploration and exploitation of petroleum products, the application of cross-plotting to determine the reservoir properties is very necessary and the aim of this study is, therefore, to apply the cross-plotting method to determine the petrophysics properties of Bach Ho field in the Cuu Long Basin.

Materials and method

Materials

The Cuu Long Basin is an oil and gas basin formed on the southern shelf of Vietnam, spanning an area estimated at approximately 25000 km² (Fig. 1). It is assumed to have been formed during the rifting in the Early Oligocene based on the main source rocks being Oligocene lacustrine mudstones [17, 18].

The major reservoir rocks in the Cuu Long Basin are weathered and fractured with granite and granodiorite basement up to 1000 m layer thickness below the seabed surface [9, 16]. Cuu Long Basin is estimated to contain up to 20 % of the total hydrocarbon resources of Vietnam and it is considered to be the major source of Vietnam's oil production with 90 % of which is from fractured basements [14, 17]. Fracture zones in the basement are commonly formed along the vertical direction with the porosity of the basement stone around 1,0–5,0 % [11, 14]. The major petroleum bodies in the basin consist of the tertiary granite-fractured basement on tilted fault blocks [14, 18].

Methods

In terms of petrographic composition, Bach Ho foundation rock is a magmatic rock with a complex rock-forming

mineral composition [14, 18]. Therefore, the traditional methods for porosity determination are prone to errors because of the difficulty in determining the matrix parameters of the rock [2, 8]. The cross-plotting method is widely used in assessing the petrographic composition of sedimentary rocks [16, 17]. It is, therefore, very appropriate to determine the correlation between the geophysical values of the well-logging with the permeability characteristics of the granite foundation rock of Bach Ho field in the Cuu Long Basin of Vietnam (Fig. 2, a–c).

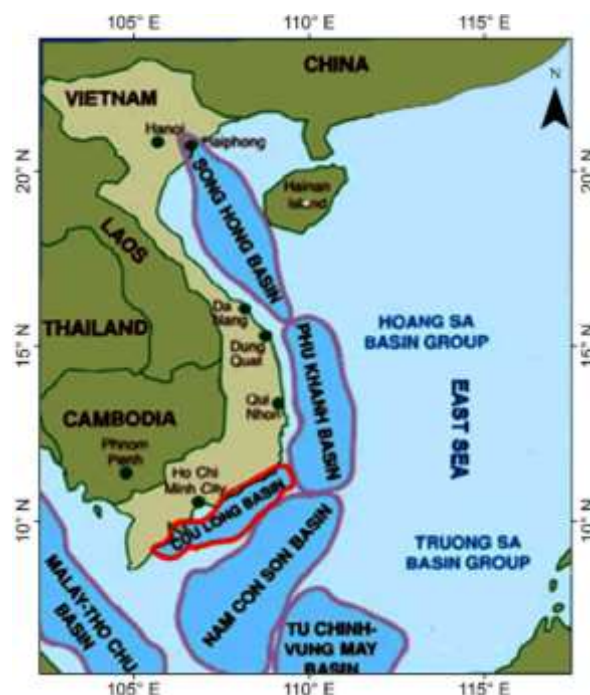


Fig. 1. Illustrations of Cuu Long Basin in the Southeast Continental Shelf of Vietnam [17]

Рис. 1. Иллюстрации бассейна Куу Лонг в юго-восточной континентальной части Вьетнама [17]

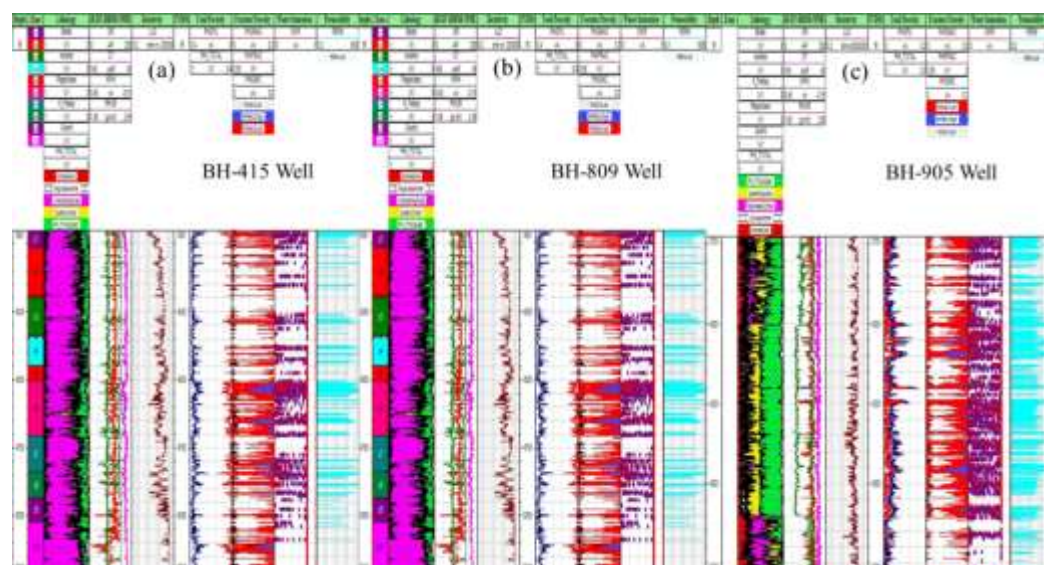


Fig. 2. Petrophysical characteristics of the basement reservoir of BH-415 (a), BH-809 (b) and BH-905 (c) wells belonging to Bach Ho Field in the Cuu Long Basin

Рис. 2. Петрофизические характеристики подземного коллектора скважин: ВН-415 (а), ВН-809 (б) и ВН-905 (с), принадлежащих месторождению Бах Хо в бассейне Куу Лонг

Cross-plotting is a typical visualization analysis method which is commonly applied in well-logging data interpretation [10, 11]. The cross-plotting method is considered as visualization analysis of the correlation between two or more reservoir attributes, and it is commonly applied to identify or detect anomalies of lithological constituents in the reservoirs [8]. The cross-plotting approach based on well-logging data is an efficient tool for analyzing responses to identify the correlation between geophysical properties [2]. The two-dimension (2D) image interpretation of a cross-plotting and the well-logging form data are assessed as the ideal method of analysis for reservoir engineers [19, 20]. In geophysical study, analysis of cross-plotting well-logging data can actively assist in determining the exact location of oil and gas fields in the reservoirs [2]. In addition, cross-plotting analysis does

not only enhance knowledge of the reservoir behaviour, but researchers are able to take advantage of those insights to appraise the productivity of the well [13, 20]. An advantage of applying seismic cross-plotting for assessing the permeability and porosity characteristics of the basement is based on the ability of the technique to extract more information from well-logging data to better discriminate the geological tectonic zones that are not well responded to other approach methods.

Results and discussion

The results of cross-plotting analysis of the BH-415, BH-809 and BH-905 wells (BH-809 and BH-905 wells are not presented) in Bach Ho field are shown in Fig. 3.

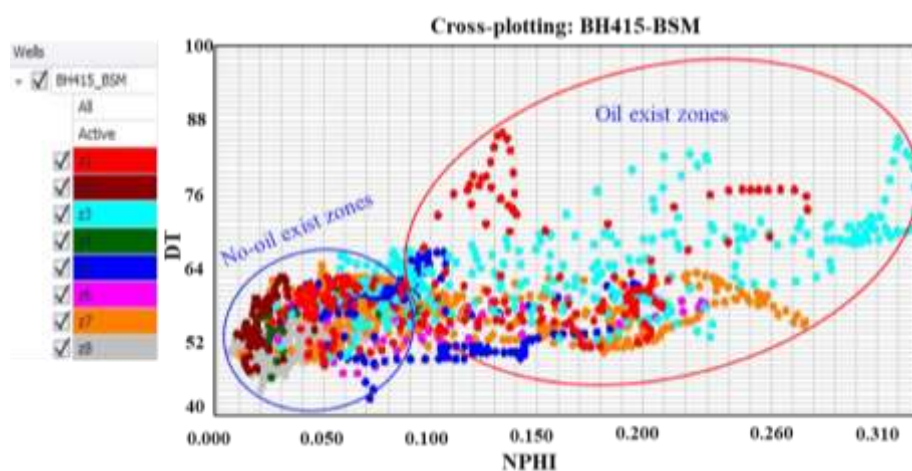


Fig. 3. Results of cross-plotting speed of sound (DT)–neutron (NPHI) analysis of BH 415 well in Bach Ho Field

Рис. 3. Результаты перекрестного анализа DT–NPHI скважины BH 415 на месторождении Бах-Хо

The results of cross plotting speed of DT–NPHI analysis for fresh and fractured rock zones (e.g., 2, 4 and 8 zones) indicated that the obtained value ranges of DT (46–64) and NPHI (0,000–0,100) are corresponded to no-oil exist zones while the obtained value ranges around 46–64 for DT and 0,000–0,100 for NPHI (e.g., 1, 3, 5, 6 and 7 zones) are recorded as the presence of oil exist

zones. For cross-plotting gamma ray (GR) – neutron (NPHI) analysis the results pointed out that the obtained value ranges of NPHI and GR corresponding to 0,000–0,100 and 75–120, respectively did not recorded the oil exist zones while the obtained value ranges of NPHI and GR deviate from 0,000–0,100 for the NPHI and 46–64 for DT detected the presence of oil exist zones (Fig. 4).

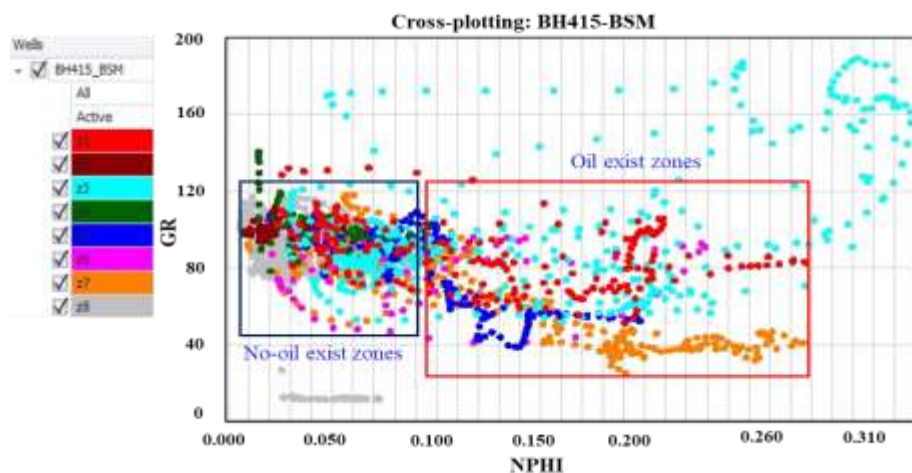


Fig. 4. Results of cross-plotting GR–NPHI analysis of BH 415 well in Bach Ho field

Рис. 4. Результаты перекрестного анализа GR–NPHI скважины BH 415 на месторождении Бах-Хо

For cross-plotting analysis of deep resistivity (LLD)–neutron (NPHI), the results also pointed out that the fresh or fractured rock zones (e.g., 2, 4 and 8 zones) responded with the value ranges of 1000–100000 for LLD and 0,000–0,100 for NPHI. It implies that no. 2, 4 and 8 zones

did not record the existence of oil wells. While no. 1, 3, 5, 6 and 7 zones responded the value ranges exceeded beyond 0,000–0,100 for NPHI and 1000–100000 for LLD (Fig. 5). It means that no. 1, 3, 5, 6 zones recorded the presence of oil wells.

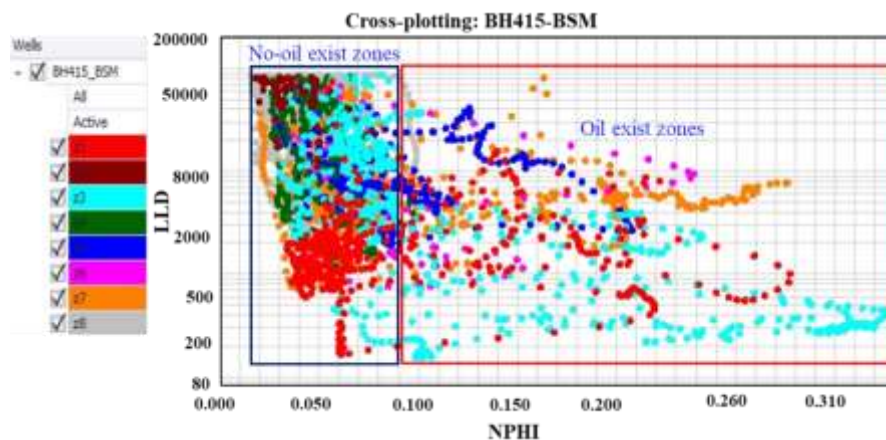


Fig. 5. Results of cross-plotting LLD–NPHI analysis of BH415 well in Bach Ho field

Рис. 5. Результаты перекрестного анализа LLD–NPHI скважины BH415 на месторождении Бах-Хо

A similar cross-plotting analysis of RHOB–NPHI is presented in Fig. 6. The results indicated that the fresh or small fractured rock zones responded the value ranges varying from 0,000–0,100 for NPHI and 2,375–2,750 for

RHOB. This means that no. 2, 4 and 8 zones did not record the presence of oil wells in the reservoir. While no. 1, 3, 5, 6 and 7 zones responded the value ranges more than 0,090 for NPHI noted the appearance of oil wells (Fig. 6).

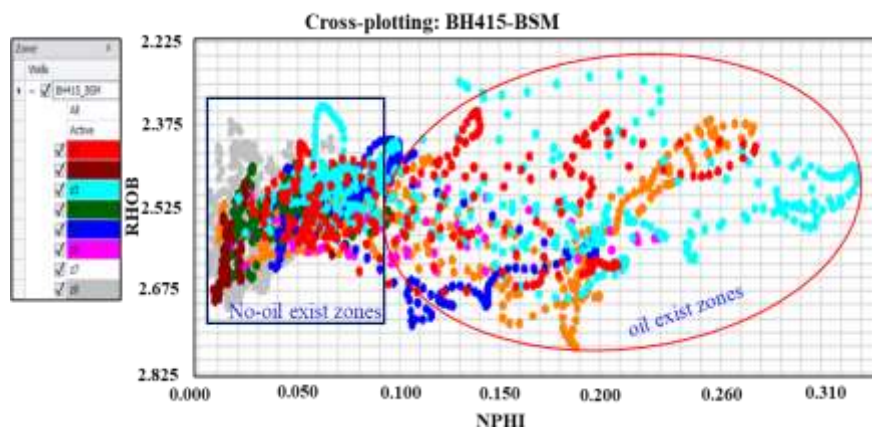


Fig. 6. Results of cross-plotting RHOB–NPHI analysis of BH415 well in Bach Ho field

Рис. 6. Результаты перекрестного анализа RHOB–NPHI скважины BH415 на месторождении Бах-Хо

For cross-plotting analysis of GR–DT, the results noted that the fresh or small fractured rock in no. 2, 4 and 8 zones resolved the value ranges varying from 75–120 for GR and 46–64 for DT. This implies that no. 2, 4 and 8 zones are formed by fresh and small fractured rock, and there are no existing oil wells. While no. 1, 3, 5, 6 and 7 zones responded the value ranges around 38–65 for GR and 65–75 for DT to the subsistence of oil wells (Fig. 7).

In a similar cross-plotting analysis, the results of DT–LLD analysis pointed out that the fresh and fractured rocks in no. 2, 4 and 8 zones responded to the value ranges of 75–120 for GR and 46–64 for DT (Fig. 8). This means that no. 2, 4 and 8 zones did not detect the oil exist wells. While no. 1, 3, 5, 6 and 7 zones obtained the value

ranges deviated below 75–120 for GR and to 46–64 for DT. These values imply that no. 1, 3, 5, 6 and 7 zones recorded the subsistence of oil wells. Especially, no. 1 and 3 zones have significantly lower value ranges compared to 160–450 and they are recorded as the main oil reservoirs in the Bach Ho Field (Fig. 8).

Through the cross-plotting analysis, the study found that two combinations of speed of sound with neutron measurement and neutron with density measurement responded to granite bedrock in the Bach Ho Field the value ranges of (0,000–0,100; 46–64) and (0,000–0,100; 2,375–2,750) corresponding to the no-oil exist zones while the value ranges of right deviation of both NPHI–DT and NPHI–RHOB are closely related to the oil exist zones.

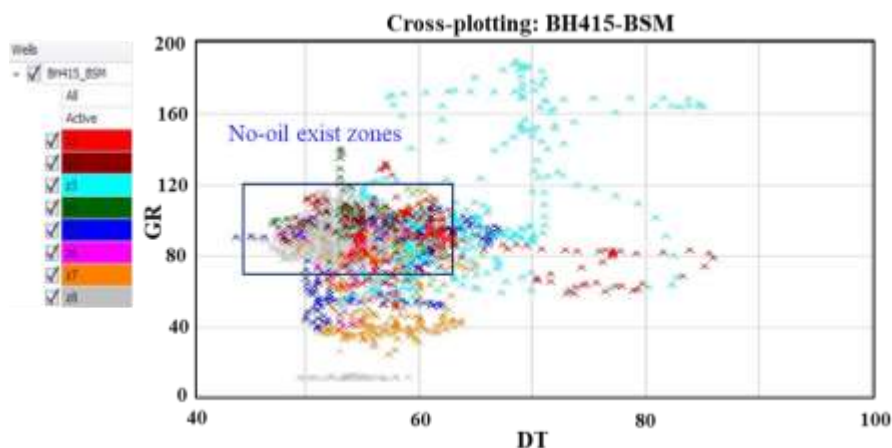


Fig. 7. Results of cross-plotting GR–DT analysis of BH415 well in Bach Ho Field

Рис. 7. Результаты перекрестного анализа GR–DT скважины BH415 на месторождении Бах-Хо

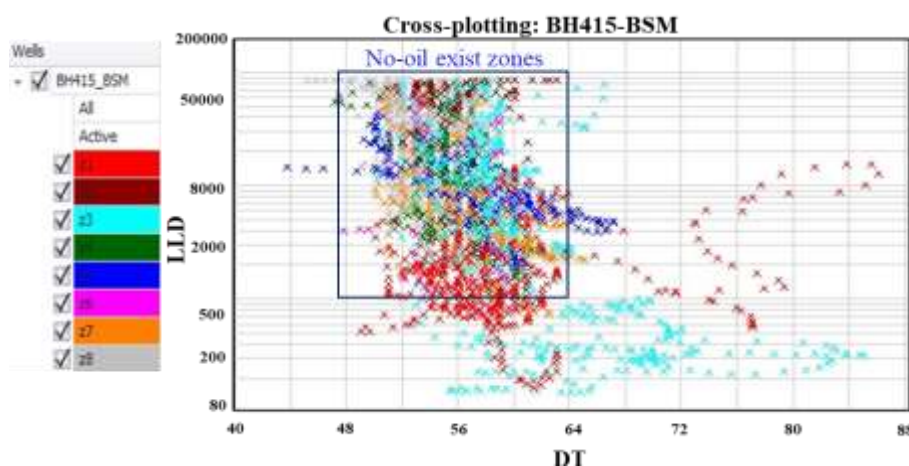


Fig. 8. Results of cross-plotting DT–LLD analysis of BH415 well in Bach Ho Field

Рис. 8. Результаты перекрестного анализа DT–LLD скважины BH415 на месторождении Бах-Хо

Based on the findings, it can be stated with certainty that the use of the cross-plotting technique can contribute to distinguishing the zones with and without the presence of oil reservoirs in the basement rock similar to oil wells where they have mainly lithological compositions of granite and granodiorite rocks.

Specifically, based on the cross-plotting RHOB–DT can distinguish the granite rock from the granite-granodiorite group in the BH415-BSM, BH809-BSM and BH905-BSM wells of Bach Ho Field (Fig. 9).

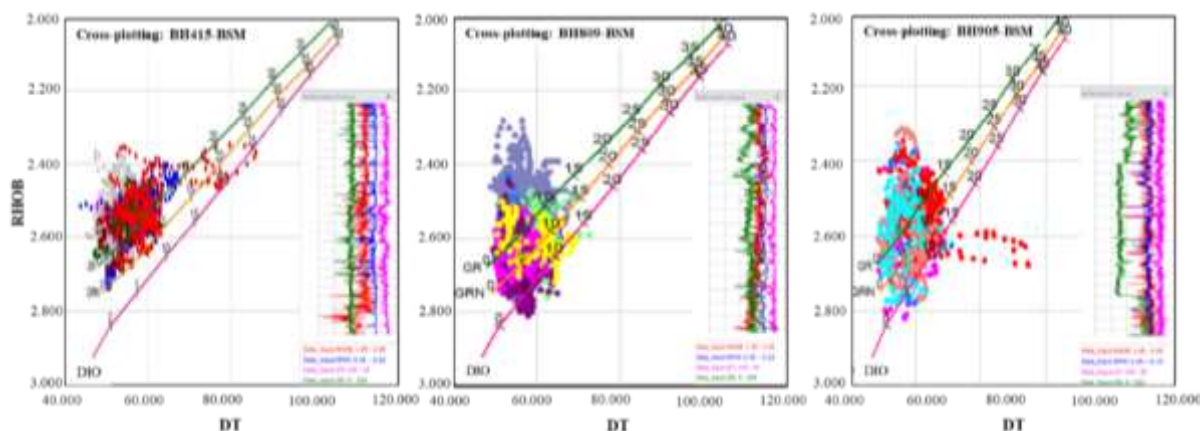


Fig. 9. Petrographic composition of the foundation rock of the BH415, BH809 and BH905 wells based on the cross-plotting analysis

Рис. 9. Петрографический состав породы фундамента скважин BH415, BH809 и BH905 на основе анализа перекрестных графиков

The well-logging interpretation results based on the cross-plotting technique are relatively consistent with the formation microimages as well as with the mined actual data from the wells. So, the determining of cross-plotting value ranges of DT–NPHI and RHOB–NPHI from the BH415-BSM well, then apply for the BH809-BSM and

BH905-BSM wells obtained good results with correlation coefficients and divergence at BH415-BSM, BH809-BSM and BH905-BSM wells varied from 0,070 to 0,976 and from 0,019 to 0,710, 0,700 to 0,976 and 0,013 to 0,376, and 0,661 to 0,998 and 0,011 to 0,222, respectively (Table).

Table. Correlation between theoretical and measured curves of BH415-BSM, BH809-BSM and BH905-BSM wells belonging to the Bach Ho Field in the Cuu Long Basin

Таблица. Корреляция между теоретическими и измеренными кривыми скважин BH415-BSM, BH809-BSM и BH905-BSM, принадлежащих месторождению Бах Хо в бассейне Куу Лонг

Curve type Тип кривой	BH415-BSM		BH809-BSM		BH915-BSM	
	Divergence Отклонение	Correlation Соответствие	Divergence Отклонение	Correlation Соответствие	Divergence Отклонение	Correlation Соответствие
DT/DT	0,052	0,700	0,035	0,732	0,046	0,661
GR/TP	0,710	0,756	0,023	0,983	0,016	0,998
NPHI/NPHI	0,019	0,863	0,376	0,936	0,222	0,902
RHOB/POB	0,019	0,976	0,013	0,887	0,011	0,886

Conclusions

The study focused on the apply of cross-plotting technique for analysing the raw well-logging data of three wells – BH415-SBM, BH809-SBM and BH905-SBM, belonging to Bach Ho field in the Cuu Long Basin, Vietnam to identify the potential oil reservoirs. The obtained results are cataloged as bellows:

Granite in the analyzed zones responds to the value ranges encompassing 0,000–0,100 for NPHI and 46–64 for DT and 2,375–2,750 for RHOB corresponding to no-oil existing zones while the value ranges deviating from the above-mentioned value ranges are recorded as the oil existence zones.

Oil exist zones are identified by applying the cross-plotting technique based on well-logging data and the resistivity ratio method. The results indicated that most of the oil-exist zones are located within the granite fractures.

In general, efficient extraction of information from raw well-logging data through cross-plotting technique does not only allow classifying bedrock in the study area but also enables the initial assessment of oil reservoirs.

The cross-plotting technique effectively contributes to initial assessment of the potential positions of the oil reservoirs in the Bach Ho field. In addition, the application of the cross-plotting approach will contribute to enhancing the predictability of oil and gas in the reservoirs as well as supporting the size determination of oil reservoirs in other oil fields.

This research is funded by Vietnam National University Ho Chi Minh City under grant number C2021-20-37. Authors express their sincere thanks to the anonymous reviewers for their helpful comments, which helped them to improve this draft. In addition, authors sincerely thank VSP Research & Engineering Institute for supporting the database.

REFERENCES

1. Abe J.S., Edigbue P.I., Lawrence S.G. Rock physics analysis and Gassmann's fluid substitution for reservoir characterization of «G» field, Niger Delta. *Arabian Journal of Geosciences*, 2018, vol. 11 (21), pp. 0–10.
2. Anyiam O.A., Mode A.W., Okara E.S. The use of cross-plots in lithology delineation and petrophysical evaluation of some wells in the western Coastal Swamp, Niger Delta. *J. Petrol Explor Prod Technol*, 2018, vol. 8 (1), pp. 61–71.
3. Avseth P., Mukerji T. Seismic lithofacies classification from well logs using statistical rock physics. *Petrophysics*, 2002, vol. 43 (2), pp. 70–81.
4. Bawazer W., Lashin A., Kinawy M.M. Characterization of a fractured basement reservoir using high-resolution 3D seismic and logging datasets: a case study of the Sab'atayn Basin, Yemen. *PLoS ONE*, 2018, vol. 13 (10), pp. 1–31.
5. Bonter D.A., Trice R. An integrated approach for fractured basement characterization: the lancaster field, a case study in the UK. *Petroleum Geoscience*, 2019, vol. 25 (4), pp. 400–414.
6. Cao M., Gao Z., Yuan Y., Yan Z., Zhang Y.A. Visualization and analysis method by multi-dimensional crossplots from multi-well heterogeneous data. *Energies*, 2022, vol. 15 (7), 2575, pp. 1–23.
7. Cuong X.T., Warren J.K. Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Long Basin, offshore Sea Vietnam: a «buried-hill» play. *Journal of Petroleum Geology*, 2009, vol. 32 (2), pp. 129–156.
8. Cheng D., Dou L., Chen Q., Wang W. Geochemical characteristics and origins of biodegraded oils in the Bongor Basin (Chad) and their implications for petroleum exploration. *Energy Exploration and Exploitation*, 2022, vol. 40 (2), pp. 682–700.
9. Deepa N.J., Chetia B., Tandon R., Chaudhuary P.K., Bhardwaj A. Integrated study of a fractured granitic basement reservoir with connectivity analysis and identification of sweet spots: Cauvery Basin, India. *Leading Edge*, 2019, vol. 38 (4), pp. 254–261.
10. Godfray G., Kabohola J., Msab, M. Sedimentology and compositional characteristics of siliciclastic and associated sediments in Ruwu basin: implication on paleo-depositional environment, provenance, and tectonic setting. *Geology, Ecology, and Landscapes*, 2022. Available at: <https://doi.org/10.1080/24749508.2021.2022447> (accessed 25 December 2022).
11. Mai T.T., Mai T.H., Kurt J.M., Nguyen T.H., Nguyen T.M.H. Enhancement of seismic data processing and interpretation of fracture zones on the upper part of granitic basement in Cuu Long Basin, Vietnam. *Acta Geophysica*, 2016, vol. 64, pp. 2214–2231.
12. Nguyen D.C., Mai T.T., Tran V.X., Tran N.H. Oligocene combination-stratigraphic traps and their reservoir quality in Cuu Long basin, offshore Vietnam. *Petrovietnam Journal*, 2019, vol. 6, pp. 30–40.
13. Nguyen D.H., Le V.H. Petroleum geology of Cuu Long Basin – offshore Vietnam. *The AAPG International Conference*. Barcelona, Spain, September 21–24, 2003. pp. 1–8.
14. Nguyen X.K., Phan X.S., Hoang V.Q., Truong Q.T., Nguyen T., Nguyen T.T.T., Tran V.X. Special system approach to assessing the oil potential in fractured basement in the White Tiger field, Cuu Long Basin, offshore vietnam. *Transylvanian Review*, 2019, vol. 27 (45), pp. 13152–13159.
15. Nguyen X.K., Tran V.X., Phan X.S., Hoang V.Q., Truong Q.T., Luong B.M., Tran V.X. Validity of geophysical method to determine multi-mineral model, specific porosity, permeability of basement rock in the Cuu Long Basin, Vietnam. *Transylvanian Review*, 2019, vol. 27(36), pp. 9229–9238.

16. Okwudiri A., Anyiam A.W., Mode E.S. The use of cross-plots in lithology delineation and petrophysical evaluation of some wells in the western coastal swamp, Niger Delta. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018, vol. 8 (1), pp. 61–71.
17. Parnell J., Blamey N. Global hydrogen reservoirs in basement and basins. *Geochemical Transactions*, 2017, vol. 18 (2), pp. 1–8.
18. Shi J.A., Sun G.Q., Zhang S.C., Guo H., Zhang S.Y., Du S.K. Reservoir characteristics and control factors of carboniferous volcanic gas reservoirs in the Dixi area of Junggar Basin, China. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2017, vol. 2 (1), pp. 43–55.
19. Sun Y., Chen J., Yan P., Zhong J., Sun Y., Jin X. Lithology identification of uranium-bearing sand bodies using logging data based on a BP neural network. *Minerals*, 2022, vol. 12 (5), pp. 1–17.
20. Azuoko G.B., Ekwe A., Emmanuel A., Usman A., Ndidamaka E., Victor O., Kufre U. Rock property cross-plot analysis and post-stack acoustic impedance inversion for optimal reservoir characterization in alpha field, onshore Niger Delta Basin. *Proceedings of the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Lagos, Nigeria, 1–3 August 2021.

Received: 11 January 2023.

Reviewed: 3 March 2023.

Information about the authors

Nguyen Xuan Kha, PhD, lecturer, Vietnam National University – Ho Chi Minh of Technology.

Pham Xuan Son, engineer, Science Research and Engineering Institute.

Hoang Van Quy, PhD, professor, Science Research and Engineering Institute.

Nguyen Tuan, MSc, lecturer, Vietnam National University – Ho Chi Minh of Technology.

Truong Quoc Thanh, MSc, lecturer, Vietnam National University – Ho Chi Minh of Technology.

Mai Huu Xuan, PhD, lecturer, Vietnam National University – Ho Chi Minh of Technology.

Tran Van Xuan, PhD, associate professor, lecturer, Vietnam National University – Ho Chi Minh of Technology.

УДК 550.832

ВЫЯВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БАХ ХО ПО ДАННЫМ ГИС

Нгуен Суан Кха¹,
nxkha@hcmut.edu.vn

Фам Суан Сон²,
sonpx.fg@vietsov.com.vn

Хоанг Ван Куи²,
quylienhiephoi@gmail.com

Нгуен Туан¹,
nguentyuan@hcmut.edu.vn

Чьонг Куок Тхань¹,
tquocthanh@hcmut.edu.vn

Май Хуу Суан¹,
maiHuuxuan@hcmut.edu.vn

Тран Ван Суан¹,
tvxuan@hcmut.edu.vn

¹ Вьетнамский Национальный Университет,
Вьетнам, г. Хошимин, ул. Уорд Линь Трунг, 268.

² НИПИ морнефтегаз «Вьетсовпетро»,
Вьетнам, провинция Бария-Вунгтау, г. Вунгтау, квартал Тхангньи, пр. 30/04, 67.

В исследовании применялся метод кроссплоттинга, основанный на необработанных данных каротажа скважины для выявления возможной корреляции между данными гамма-каротажа и каротажа скважины, включая нейтронную пористость, время звукового переходного процесса и объемную плотность в трех скважинах (ВН-433, ВН-809 и ВН-905) месторождения Бах Хо в бассейне Куу Лонг, Вьетнам. Для развертывания этого исследования данные ГИС были интегрированы в микроизображения пласта и нейтро, скорость звука и плотность фундамента в изученных позициях коллектора. Результаты показали, что гранит в исследованных зонах отвечает двум диапазонам плотных значений (зоны отсутствия нефти) нейтро (0,000–0,100) и скорость звука (46–64), а также нейтро (0,000–0,100) и плотность (2,375–2,750), в то время как диапазоны значений, которые отклоняются от 0,000–0,100, 46–64 и 2,375–2,750, соответственно, для нейтро, скорость звука и плотность, тесно связаны с зонами хорошей проницаемости и пористости (зонами нефтеносности). Основываясь на результатах, можно подтвердить, что анализ кросс-плотов внес положительный вклад в первоначальную оценку потенциальных диапазонов нефтяных коллекторов на месторождении Бах Хо. Применение метода кроссплоттинга будет способствовать повышению предсказуемости нефти и газа в пластах.

Ключевые слова:

месторождение Баххо, бассейн Куулонг, кроссплоттинг, плотность, каротаж.

Работа выполнена при поддержке Вьетнамского Национального Университета, г. Хошимин, код C2021-20-37. Авторы выражают глубокую благодарность всем за полезные комментарии, которые помогли улучшить статью. Авторы также выражают глубокую благодарность НИПИ морнефтегаз «Вьетсовпетро» за исходные данные.

Информация об авторах

Нгуен Суан Кха, PhD, преподаватель, Вьетнамский Национальный Университет, Хошимин.

Фам Суан Сон, инженер, научный сотрудник, НИПИ морнефтегаз «Вьетсовпетро».

Хоанг Ван Куи, PhD, профессор, научный сотрудник, НИПИ морнефтегаз «Вьетсовпетро».

Нгуен Туан, MSc, преподаватель, Вьетнамский Национальный Университет, Хошимин.

Чьонг Куок Тхань, MSc, преподаватель, Вьетнамский Национальный Университет, Хошимин.

Май Хуу Суан, PhD, преподаватель, Вьетнамский Национальный Университет, Хошимин.

Тран Ван Суан, PhD, профессор, преподаватель, Вьетнамский Национальный Университет, Хошимин.

Поступила: 11.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 03.03.2023 г.

УДК 622.24

ВЛИЯНИЕ ДОБАВКИ НАНОЧАСТИЦ МЕДИ НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Третьяк Александр Яковлевич¹,
13050465@mail.ru

Кривошеев Кирилл Владимирович¹,
kirillkriwosheev@yandex.ru

Безмолитвенный Дмитрий Иванович¹,
130504t@mail.ru

¹ Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
Россия, г. Новочеркасск, 346428, ул. Просвещения, 132.

Актуальность. В настоящее время на борьбу с дифференциальными прихватами буровые компании затрачивают до 30 % производственного времени. Разработка буровых растворов, способствующих уменьшению дифференциальных прихватов является актуальной задачей. Известно, что нанодисперсные частицы оказывают положительное влияние на технологический процесс бурения скважин, в связи с этим вопрос разработки наноструктурированных буровых растворов для буровых компаний является востребованным. На кафедре нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (Новочеркасского политехнического университета) выполнены экспериментальные исследования и разработаны, на уровне изобретений, высокоингибированные буровые растворы с добавкой нанодисперсной меди с концентрацией до 4 % и размером частиц от 40 до 80 нм. Экспериментально установлено, что добавка наночастиц нанодисперсной меди в высокоингибированные буровые растворы улучшает реологические, смазывающие и антиприхватные показатели. Нанодисперсные частицы меди в буровом растворе способствуют уменьшению поверхностного натяжения на раздвиге двух фаз – буровая колонна – фильтрационная корка, что способствует уменьшению вероятности дифференциальных прихватов.

Целью исследования является изучение свойств разработанных высокоингибированных растворов на водной основе с добавкой нанодисперсной меди, а также изучение их реологических, фильтрационных, смазывающих и антиприхватных возможностей.

Объекты: высокоингибированные буровые растворы с добавкой нанодисперсной меди и их основные свойства.

Методы: экспериментально-аналитический метод исследования добавки наночастиц меди на свойства бурового раствора.

Результаты. Выполнены лабораторные исследования влияния добавок наночастиц меди на качество бурового раствора. Установлено влияние наночастиц дисперсной меди на основные параметры бурового раствора.

Ключевые слова:

Нанодисперсная медь, добавки, состав бурового раствора, параметры бурового раствора, экспериментальные исследования.

Введение

Стратегической задачей топливно-энергетического комплекса России в настоящее время является освоение новых нефтегазовых месторождений со сложной геологической структурой с высокими пластовыми и температурными показателями. В соответствии с этим возникает технологическая потребность в разработке инновационных рецептур буровых растворов, которые способствовали бы успешной проводке нефтегазовых скважин. Развитие научно-технического прогресса в этой области невозможно без внедрения нанотехнологий.

Методы и материалы

Сооружение нефтяных и газовых скважин в сложных геологических условиях требует применения ингибирующих растворов, способных: обеспечивать устойчивость стенок скважин; предупреждать дифференциальные прихваты; предупреждать, приостанавливать диспергирование и гидратацию глинистых пород; улучшать реологические свойства.

Применяемые в настоящее время для сооружения скважин буровые растворы обладают самыми разнообразными свойствами, на которые могут влиять различные добавки, в том числе нанодисперсные частицы.

Большой интерес к наножидкостям появился более 30 лет тому назад и с тех пор непрерывно растет [1, 2]. За прошедшее время интерес к этой проблеме значительно возрос, растёт число публикаций по этой проблеме. Так как наночастицы имеют очень малый размер, в отличие от макроскопических частиц они имеют целый ряд необычных свойств. Все это обуславливает широкий спектр применения наножидкостей в различных отраслях промышленности.

Введение в состав применяемых в настоящее время высокоингибированных буровых растворов нанодисперсных твердофазных частиц положительно сказывается на увеличении износостойкости пар трения буровая колонна – фильтрационная корка. В зоне контакта на поверхности трения образуется многофункциональная пленка с большим числом микрополостей, заполненных жидкообразным компонентом нанодисперсных частиц. Изучение свойств буровых растворов с добавками наночастиц является востребованным в настоящее время.

Из литературных источников известно, что многие исследователи изучали влияние наночастиц на простые по составу буровые растворы. Но пока еще не до конца понятна природа взаимодействия наночастиц с более сложными рецептурами, особенно когда состав бурового раствора состоит из

10–15 ингредиентов. Поэтому остаются востребованными исследования влияния наночастиц на свойства высокоингибированных буровых растворов со сложными рецептурами.

Добавка различных наночастиц в буровой раствор изучалась в работах многих ученых, как российских, так и зарубежных [2–4]. Рассматривалось влияние добавок наночастиц оксида кремния (SiO_2), оксида алюминия (Al_2O_3), оксида титана (TiO_2), меди (Cu), серебра (Ag), палладия (Pd).

Различные наночастицы начали использовать, в том числе и для предотвращения прихвата бурильной колонны. В работе [5] показано, что можно значительно улучшить свойства буровых растворов, применяя добавки в виде нанодисперсных частиц

Результаты и обсуждения

Цель данной работы – комплексное исследование по изысканию такого бурового раствора, который бы одновременно, являясь синергетически активным к входящим в его состав химреактам, обладал ингибирующими, смазывающими и антиприхватными свойствами, при этом способствовал улучшению реологических, фильтрационных свойств и приготавливался бы на водной основе.

На кафедре нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова разработаны высокоингибированные буровые растворы с добавками нанодисперсной меди [6, 7].

Растворы имеют следующие параметры; водоотдача – 0,5 см за 30 мин; коэффициент трения меньше 0,1; толщина корки меньше 1,0 мм; плотность раствора от 1,1 до 1,25 г/см³; условная вязкость по СВП-5 – 35–40 секунд; пластическая вязкость – 20–40 мПа·с; СНС 1/10 минут – 15–20/20–30 дПа; содержание песка меньше 0,5 %; содержание Ca^{2+} больше 16000 мг/л; содержание K^+ больше 19000 мг/л.

Ингибирующие или крепящие стенки скважин свойства бурового раствора поддерживаются входящими в состав реагентами: хлористый калий, метилсиликат калия, ацетат калия, бишофит, феррохромлиглиносulfат, ГКЖ-11, алюминат калия, формиат калия. Мраморная крошка способствует структурообразованию раствора, сульфол выполняет функцию эмульгатора, полианионная целлюлоза является регулятором фильтрации, пеногасителем является Пента-465, барит является утяжелителем.

При бурении на стенках скважины образуется слабопроницаемая корка, которая выполняет двойную роль. С одной стороны, чем быстрее формируется корка и чем сильнее она сцементирована, тем меньше интенсивность проникновения фильтрата раствора в пласт. С другой стороны, чем больше толщина корки на стенках скважины, тем больше вероятность дифференциального прихвата. То есть необходим буровой раствор высокого качества, применение которого способствовало бы формированию эффективной фильтрационной корки. Применение нанодисперсной меди в составе высокоингибированных буровых рас-

творов способствует формированию на стенках скважины качественной фильтрационной корки.

Наночастицы меди оказывают в растворе микроабразивное действие на оксидные пленки. В итоге активированный пластическими деформациями и освобожденный от оксидов тончайший поверхностный слой фильтрационной корки становится катализатором трибохимических реакций и способствует образованию более прочной и утолщенной корки на стенках скважины. Утолщенная защитная корка не дает отфильтровываться жидкости из раствора в пласт, а это способствует уменьшению вероятности дифференциальных прихватов. Адсорбция меди на поверхности фильтрационной корки показан на рис. 1.



Рис. 1. Адсорбция меди на поверхности фильтрационной корки

Fig. 1. Copper adsorption on filter cake surface

В лабораторных условиях было установлено, что присутствие нанодисперсных частиц меди в растворе с повышенной смазочной способностью увеличивает толщину корки до 1,5 мм, то есть более чем в три раза, при этом происходит ее упрочнение за счет химической модификации меди в составе химреактивов предлагаемого раствора.

Формирование оболочки из молекул меди и смазочного материала показано на рис. 2.

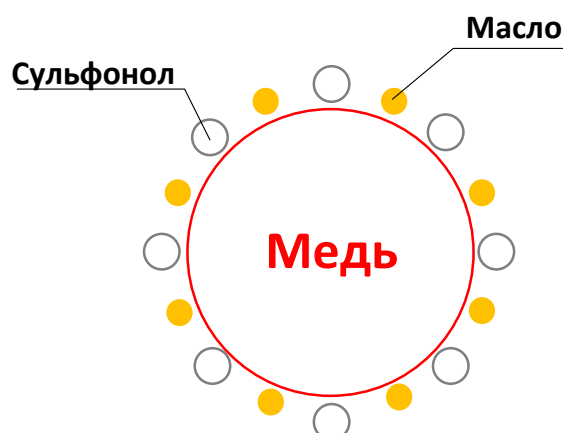


Рис. 2. Формирование оболочки из молекул смазочного материала

Fig. 2. Shell formation from lubricant molecules

Нанодисперсная медь, имея размер частиц от 40 до 80 нанометров и плотность 5 г/см^3 , решает в буровом растворе задачу уменьшения вероятности дифференциальных прихватов. Молекулы меди адсорбируются на поверхности, пластифицируют стенки скважины по всему стволу, обеспечивая низкое сопротивление сдвигу при нахождении наночастиц между буровой колонной и стенками скважины, при этом в лабораторных условиях было установлено, что чем меньше размер частиц меди, тем больше снижается коэффициент трения.

Одной из главных характеристик современных буровых растворов является их ингибирующая способность. При добавлении в буровой раствор нескольких ингибирующих реагентов глинистая фаза превращается в активный наполнитель, тем самым обеспечивается агрегативная и кинетическая устойчивость раствора, а добавка смазки в виде отходов растительного масла и нанодисперсной меди повышает смазывающие, антиприхватные свойства [8–11].

Экспериментальные исследования

При выполнении лабораторных исследований по влиянию добавок нанодисперсной меди на реологические свойства буровых растворов в качестве базовых были использованы разработанные на кафедре буровые растворы (таблица).

Таблица. Реологические параметры

Table. Rheological parameters

Наименование раствора Name of the solution	Добавка нанодисперсной меди, % Addition of nanodispersed copper, %	Размер частиц нанодисперсной меди, нм Particle size of nanodispersed copper, nm	Плотность, г/см^3 Density, g/cm^3	Реологические характеристики Rheological characteristics			
				Вязкость, С Viscosity, C	СНС, дПа, 1/10 SNS, dPa, 1/10	Коэффициент трения Friction coefficient	Водоотдача, $\text{см}^3/30 \text{ мин}$ Water loss, $\text{cm}^3/30 \text{ min}$
Наноструктурированный высокоингибированный буровой раствор Nanostructured highly inhibited drilling fluid	0,3	40	2,1	34	35/40	0,05	4,5
	0,5			35	35/40		
	0,7			35	35/40		
	0,9			36	36/42		
	1,0			36	36/42		
Высококатионно-ингибированный буровой раствор Highly cationic inhibited drilling fluid	0,5	80	2,2	35	37/43	0,06	4,5
	1,0			36	37/43	0,06	4,5
	1,5			36	37/43	0,06	4,5
	2,0			37	38/44	0,06	4,5
	2,5			37	39/45	0,07	4,5
	3,0			39	39/45	0,07	4,6
	3,5			40	39/45	0,07	4,6
	4,0			45	40/46	0,07	4,6

Экспериментальные исследования по применению наноструктурированного высокоингибированного и высококатионно-ингибированного бурового раствора при бурении скважин в Южном Федеральном округе позволили установить, что растворы обладают синергетическим эффектом, высокой смазывающей, антиприхватной и ингибирующей способностью.

В лабораторных условиях было выполнено исследование влияния наночастиц меди на эффективность выпадения шлама в осадок. Использовался буровой шлам, отобранный из нефтегазовых скважин Восточно-Чумаковского месторождения Краснодарского края и имеющий размер до 1 мм, плотность $2,6 \text{ г/см}^3$, содержание шлама 3 %. Концентрация наночастиц меди в буровом растворе изменялась от 0 до 3 %.

Как видно (рис. 3), добавка наночастиц меди от 0,5 до 3 % значительно сказывается на интенсивности выпадения бурового шлама в осадок, который определялся на приборе ОМ-2.

Добавки нанодисперсной меди от 1,5 до 3 % с размером наночастиц 40 нм способствуют увеличению интенсивности выпадения шлама почти в 2 раза.

Зависимость коэффициента трения от концентрации нанодисперсной меди с размером частиц 50 нм в высококатионно-ингибированном буровом растворе исследовалась на приборе КТК-2. Результаты исследования представлены на рис. 4. Добавка нанодисперсной меди от 1,5 до 3 % с размером частиц 50 нм способствует уменьшению коэффициента трения более чем в 2 раза.

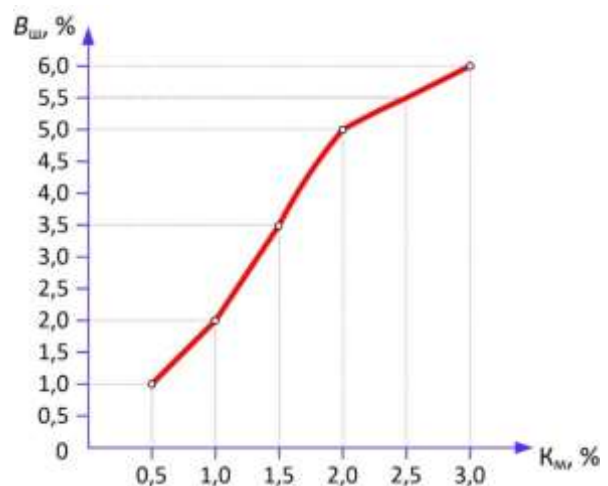


Рис. 3. Зависимость эффективности выпадения шлама от концентрации наночастиц меди в буровом растворе

Fig. 3. Dependence of the cuttings dropout efficiency on the concentration of copper nanoparticles in the drilling fluid

В настоящее время нанотехнологии являются приоритетным направлением развития научно-технического прогресса. Введение в состав бурового раствора смазочных материалов и нанодисперсных твердофазных частиц меди благоприятно сказывается на увеличении износостойкости пар трения металл – горная порода в зоне контакта, при этом в зоне контакта создается многофункциональная плёнка, состоящая из единичных частиц меди с большим числом микрополостей, заполненных жидкофазным компонентом [12, 13].

В процессе сооружения нефтяных и газовых скважин зачастую приходится сталкиваться с проблемами дифференциальных прихватов. Известно,

что на ликвидацию дифференциальных прихватов затрачивается до 30 % производительного времени. Решить эту проблему можно применяя оптимальный состав буровых растворов [14, 15].

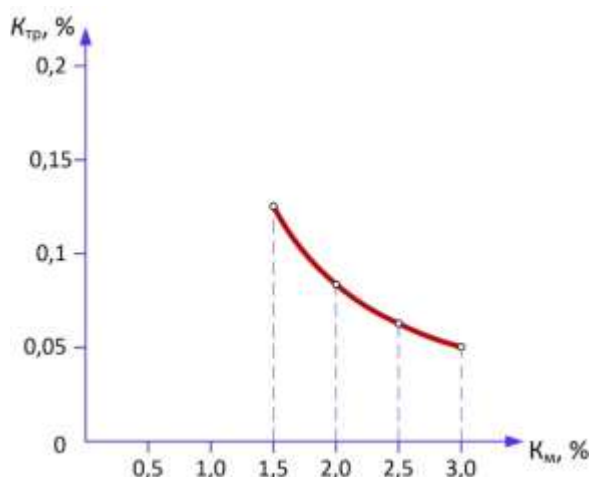


Рис. 4. Зависимость коэффициента трения фильтрационных корок от концентрации нанодисперсной меди в буровом растворе

Fig. 4. Dependence of the coefficient of friction of filter cakes on nanodispersed copper concentration in the drilling fluid

Экспериментальные исследования показали, что добавка нанодисперсной меди в высокоингибированные буровые растворы позволяет уменьшить значение коэффициента трения фильтрационной корки, что должно существенно способствовать уменьшению количества дифференциальных прихватов.

Было установлено, что добавка 2 % нанодисперсной меди в буровой раствор обеспечивает снижение его фильтрационных потерь на 40 %. Размер наночастиц влияет на реологические свойства бурового раствора.

Многие авторы в статьях отмечают практическую эффективность наноматериалов, однако встречаются и отрицательные результаты, что, очевидно, связано с тем, что не до конца понятна природа взаимодействия наночастиц с основными компонентами раствора [16–20].

Таким образом, в результате экспериментальных исследований реологических свойств буровых раствором с добавлением наночастиц меди установлено, что в области малых добавок (1–2 % нанодисперсной меди) вязкость системы уменьшается. Наблюдаемый эффект объясняется нарушением пространственной системы водородных связей в исследуемых растворах и возможным изменением адсорбции определенной части макрочастиц на поверхности наночастиц меди.

Водоотдача буровых растворов практически не зависит от размера частиц нанодисперсной меди и ее концентрации. Экспериментальные исследования позволили установить влияние размера и концентрации наночастиц меди на статическое напряжение сдвига.

Экспериментальные исследования позволили установить, что, действуя в сторону установления ос-

мотического равновесия между гидратными слоями глинистых частиц, ингибирующие электролиты снижают уровень гидратации, а входящие в состав раствора коллоидные электролиты и полиэлектролиты замедляют ее темпы. В связи с этим применение высокоингибированных буровых растворов с добавками наночастиц, которые обеспечат сохранение ствола скважины в устойчивом состоянии и одновременно будут способствовать уменьшению количества дифференциальных прихватов, представляется весьма актуальной задачей.

Добавка нанодисперсной меди улучшает реологию, уменьшает фильтрационные потери, улучшает ингибирующие свойства бурового раствора. При добавлении в раствор от 1 до 5 % ингибирующих химреактивов и от 0,5 до 3 % наночастиц меди глинистая фаза превращается в наполнитель, что способствует повышению кинематической устойчивости и глиноемкости наноструктурированного высокоингибированного бурового раствора и, как результат, уменьшению количества дифференциальных прихватов.

Выводы

Выполненные исследования показывают, что добавка наночастиц дисперсной меди приводит к улучшению реологических параметров и фильтрации, снижению крутящего момента, коэффициента трения и увеличению интенсивности выпадения шлама.

Триботехническая эффективность нанодисперсной меди определяется электронным потенциалом меди, при этом триботехническая эффективность бурового раствора будет тем выше, чем выше электронный потенциал нанодисперсной меди.

Установлены зависимости реологических параметров буровых растворов от концентрации и размера частиц нанодисперсной меди, при этом плотность бурового раствора практически не изменяется. Показано, что даже малые добавки наноструктурной меди снижают фильтрационные потери бурового раствора на водной основе.

Добавка нанодисперсной меди в высокоингибированный буровой раствор на водной основе способна до 30 % снизить коэффициент трения.

Установлено, что смазывающая способность высокоингибированных буровых растворов тем выше, чем меньше размер частиц нанодисперсной меди.

Предложена многофункциональная наножидкость для бурения нефтегазовых скважин на основе наночастиц меди.

Добавки наноструктурированной меди с размером частиц от 40 до 50 нанометров в концентрации от 0,5 до 3 % способствует повышению реологических, ингибирующих и противоприхватных свойств буровых растворов.

Экспериментальные исследования по применению наноструктурированного высокоингибированного бурового раствора при бурении скважин в Южном Федеральном округе позволили установить, что раствор обладает синергетическим эффектом, высокой смазывающей, антиприхватной и ингибирующей способностью.

Использование нанодисперсной меди в составе бурового раствора позволяет уменьшить коэффициент трения между буровым инструментом и фильтрационной коркой, что будет способствовать уменьшению количества дифференциальных прихватов.

До настоящего времени не до конца понятна природа взаимодействия наночастиц меди с основными компонентами высокоингибированных буровых рас-

творов, поэтому необходимы дальнейшие исследования по выявлению влияния металлических частиц, в частности нанодисперсной меди, на свойства промышленных жидкостей со сложными рецептурами.

Полученные в работе результаты являются, возможно, не оптимальными, поэтому работы по поиску новых, более эффективных наночастиц для улучшения качества бурового раствора следует продолжить.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Наноматериалы и нанотехнологии / В.М. Анищик, В.Е. Борисенко, С.А. Жданок, Н.К. Толочко, В.М. Федосюк / под ред. В.Е. Борисенко, Н.К. Толочко. – Минск: ИЦ БГУ, 2008. – 375 с.
2. Гусев А.И. Наноматериалы, наноструктуры, нанотехнологии. – М.: Изд-во «Физматлит», 2005. – 416 с.
3. Сравнительный анализ физических свойств и экономической эффективности буровых растворов с нанодобавками / Д. Шадфар, Г.А. Еремян, А.В. Стелико, В.С. Рукавишников, К.М. Минаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 130–144.
4. Исследование влияния добавки наночастиц на свойства буровых растворов. / А.В. Минаков, Е.И. Михиенкова, В.А. Жингарев, А.Л. Неверов, В.Я. Рудяк // Коллоидный журнал. – 2018. – Т. 4. – С. 435–444.
5. Евдокимов И.Н. «Наножи́дкости» и «умные жидкости» в технологиях разработки нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 2016. – 246 с.
6. Наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор: пат. Российская Федерация № 2708849 С1; заявл. 24.01.19; опубл. 12.12.19, Бюл. № 35. – 8 с.
7. Высококатионно-ингибированный буровой раствор: пат. Российская Федерация № 2768340, заявл. 24.05.21; опубл. 23.03.22, Бюл. № 9. – 11 с.
8. Кошелев З.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинзированных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 1. – С. 13–15.
9. Третьяк А.Я. Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // Neftegaz RU. – 2018. – № 1. – С. 80–85.
10. Третьяк А.А. Рыбальченко Ю.М. Биополимерный раствор для осложненных условий бурения // Oil and Gas journal Russia. – 2011. – № 11. – С. 52–57.
11. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях / А.А. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, С.И. Лубянова, Ю.Ю. Турунтаев, К.А. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 28–31.
12. Гидродинамика при бурении импрегнированным породоразрушающим инструментом с эксцентриситетом режущей части торца матрицы / В.В. Нескоромных, М.С. Попова, П.Г. Петенев, И.А. Комаровский, А.Е. Головченко, Луи Баочанг // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 176–185.
13. Development of a dynamic model for drilling fluid's filtration to prevent formation damage / M. Farahani, R. Soleimani, S. Jamshidi, S. Salehi // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – Lafayette, LA, 2014, Feb. 26–28. – Paper No. SPE-168151.
14. Tran M.H., Abousleiman Y.N., Nguyen V.X. The effects of low-permeability mud cake on time-dependent wellbore failure analyses // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Ho Chi Minh City, Vietnam, 2010, November 1–3. – Paper No. SPE 135893.
15. Testing carrageenans with different chemical structures for waterbased drilling fluid application / V. de Oliveira, K. dos Santos Alves, A. da Silva-Junior, R. Aratijo, R. Balaban, L. Hilliou // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – V. 299. – Article number 112139.
16. Insights into application of acorn shell powder in drilling fluid as environmentally friendly additive: filtration and rheology / S. Davoodi, S.A. Ramazani, V. Rukavishnikov, K. Minaev // International Journal of Environmental Science and Technology. – 2021. – V. 18. – № 4. – P. 835–848.
17. Kovalchuk V., Nikolaev N. Carbon additives for high-quality well cementing // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – V. 677. – № 5. – Article number 052035.
18. Maagi M.T., Lupyana S.D., Jun G. Nanotechnology in the petroleum industry: focus on the use of nanosilica in oil-well cementing applications – a review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 193. – Article number 107397.
19. Elochukwu H., Gholami R., Sham Dol S. An approach to improve the cuttings carrying capacity of nanosilica based muds // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 152. – P. 309–316.
20. Nanomaterial-based drilling fluids for exploitation of unconventional reservoirs: a review / M. Ali, H.H. Jarni, A. Aftab, A.R. Ismail, N.M.C. Saady, M.F. Sahito, A. Keshavarz, S. Iglauer, M. Sarmadivaleh // Energies. – 2020. – V. 13. – № 13. – Article number 3417.

Поступила: 15.05.2023 г.

Прошла рецензирование: 23.05.2023 г.

Информация об авторах

Третьяк А.Я., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова.

Кривошеев К.В., студент Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова.

Безмолитвенный Д.И., аспирант Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова.

UDC 622.24

INFLUENCE OF THE ADDITIVE OF COPPER NANOPARTICLES ON THE PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS

Alexander Ya. Tretyak¹,
13050465@mail.ru

Kirill V. Krivosheev¹,
kirillkriwosheev@yandex.ru

Dmitry I. Bezmolityvenny¹,
130504t@mail.ru

¹ South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov,
132, Prosveshcheniya street, Novocherkassk, 346428, Russia.

Relevance. Currently, drilling companies affect up to 30 % of productive time to combat differential grabs. The development of drilling fluids that contribute to the reduction of differential tacks is an urgent task. It is known that nanodisperse particles have a positive effect on the technological process of drilling wells, in this regard, the issue of developing nanostructured drilling fluids for drilling companies is in demand. Experimental studies have been carried out at the Department of Oil and Gas Engineering and Technology of the South-Russian State Polytechnic University (Novocherkassk Polytechnic University) and highly inhibited drilling fluids with the addition of nanodispersed copper with a concentration of up to 4 % and a particle size from 40 to 80 nm have been developed at the level of inventions. It has been experimentally established that the addition of nanoparticles of nanodispersed copper to highly inhibited drilling fluids improves rheological, lubricating and anti-seizure performance. Nanodispersed copper particles in the drilling fluid help to reduce the surface tension at the separation of the two phases – drilling column – filtration crust, which helps to reduce the probability of differential tacks.

The aim of the purpose of the research is to study the properties of the developed highly inhibited water-based solutions with the addition of nanodispersed copper, as well as to study their rheological, filtration, lubricating and anti-seizure capabilities.

Objects: highly inhibited drilling fluids and their main properties.

Methods: experimental-analytical method for studying the addition of copper nanoparticles to the properties of the drilling fluid.

Results. Laboratory studies of the effect of copper nanoparticle additives on the quality of the drilling fluid were carried out. The effect of dispersed copper nanoparticles on the main parameters of the drilling fluid was established.

Key words:

Nanodisperse copper, additives, drilling mud composition, drilling mud parameters, experimental studies.

REFERENCES

- Anishchik V.M., Borisenko V.E., Zhdanok S.A., Tolochko N.K., Fedosyuk V.M. *Nanomaterialy i nanotekhnologii* [Nanomaterials and nanotechnologies]. Eds. V.E. Borysenko, N.K. Tolochko. Minsk, IT Center of BSU Publ., 2008. 375 p.
- Gusev A.I. *Nanomaterialy, nanostrukturny, nanotekhnologii* [Nanomaterials, nanostructures, nanotechnologies]. Moscow, Fizmatlit Publ. House, 2005. 416 p.
- Shadfar D., Eremyan G.A., Steliko A.V., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M. Comparative analysis of the physical properties and economic efficiency of drilling fluids with nanoadditives. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 130–144. In Rus.
- Minakov A.V., Mikhienkova E.I., Zhingarev V.A., Neverov A.L., Rudyak V.Ya. Investigation of the influence of nanoparticle additives on the properties of drilling fluids. *Kolloidny zhurnal*, 2018, vol. 80, no. 4, pp. 435–444. In Rus.
- Evdokimov I.N. «*Nanozhidkosti*» i «*umnye zhidkosti*» v tekhnologiyakh razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy [«Nanofluids» and «smart fluids» in oil and gas field development technologies]. Moscow, Nedra Publ., 2016. 246 p.
- Tretyak A.A., Onofrienko S.A. *Nanostrukturirovanny, vysokoingibirovanny burovoy rastvor* [Nanostructured, highly inhibited drilling fluid]. Patent RF, no. 2708849, 2019.
- Tretyak A.Ya., Karelskaya E.V., Krymov A.V., Onofrienko S.A. *Vysokokationno-ingibirovanny burovoy rastvor* [Vysokokationno-inhibited drilling fluid]. Patent RF, no. 2768340, 2022.
- Koshelev Z.N. General principles of inhibition of clayey rocks and clayed formations. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2004, no. 1, pp. 13–15. In Rus.
- Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. Problems of drilling wells in unstable clay deposits on land and shelf, *Neftegaz RU*, 2018, no. 1, pp. 80–85. In Rus.
- Tretyak A.A., Rybalchenko Yu. M. Biopolymer solution for difficult drilling conditions. *Oil and Gas journal Russia*, 2011, no. 11, pp. 52–57. In Rus.
- Tretyak A.A., Rybalchenko Yu.M., Lubyanova S.I., Turuntaev Yu.Yu., Borisov K.A. Drilling fluid for well construction in difficult conditions, *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 2, pp. 28–31. In Rus.
- Neskoromnykh V.V., Popova M.S., Petenev P.G., Komarovskiy I.A., Golovchenko A.E., Lui Baochang. Hydrodynamics when drilling with an impregnated rock cutting tool with an eccentricity of the cutting part of the matrix end. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 76–185. In Rus.
- Farahani M., Soleimani R., Jamshidi S., Salehi S. Drilling fluid's filtration to prevent formation damage. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, LA, 2014, Feb. 26–28. Paper no. SPE-168151.
- Tran M.H., Abousleiman Y.N., Nguyen V.X. The Effects of low-permeability mud cake on time-dependent wellbore failure analyses. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Ho Chi Minh City, Vietnam, 2010, Nov. 1–3. Paper no. SPE 135893.
- De Oliveira V., Dos Santos Alves K., Da Silva-Junior A., Araújo R., Balaban R., Hilliou L. Testing carrageenans with different chemical structures for water-based drilling fluid application. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, vol. 299, Article number 112139.
- Davoodi S., Ramazani S.A. A., Rukavishnikov V., Minaev K. Insights into application of acorn shell powder in drilling fluid as environmentally friendly additive: filtration and rheology. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 2021, vol. 18, no. 4, pp. 835–848.

17. Kovalchuk V., Nikolaev N. Carbon additives for high-quality well cementing. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 677, no. 5, Article number 052035.
18. Maagi M.T., Lupyana S.D., Jun G. Nanotechnology in the petroleum industry: Focus on the use of nanosilica in oil-well cementing applications – a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, Article number 107397.
19. Elochukwu H., Gholami R., Sham Dol S. An approach to improve the cuttings carrying capacity of nanosilica based muds. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152, pp. 309–316.
20. Ali M., Jarni H.H., Aftab A., Ismail A.R., Saady N.M.C., Sahito M.F., Keshavarz A., Iglauer S., Sarmadivaleh M. Nanomaterial-based drilling fluids for exploitation of unconventional reservoirs: a review. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 13, Article number 3417.

Received: 15 May 2023.

Reviewed: 23 May 2023.

Information about the authors

Alexander Ya. Tretyak, Dr. Sc., professor, head of the Oil and Gas Engineering and Technology Department, South-Russian State Polytechnic University.

Kirill V. Krivosheev, student, South-Russian State Polytechnic University.

Dmitry I. Bezmolitivenny, postgraduate student, South-Russian State Polytechnic University.

УДК 622.276.344:553.982(569.1)

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ СУЭДИЯ (СИРИЯ)

Альмохаммад Альнайеф Мохаммад¹,
mr.omar10@mail.ru

Далфи Заин Алабидин Абд Али Кхалаф¹,
Newzain2@gmail.com

Гнидан Елена Васильевна¹,
egnidan@gmail.com

¹ Сибирский федеральный университет,
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный 79.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения нефтеотдачи скважин, разрабатываемых на месторождениях Сирии, в частности в карбонатных коллекторах свит Массиф и Шираниш, для которых наблюдается естественное падение величин дебита из-за уменьшения пластового давления, обводненности, вскрытия пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и роста доли трудноизвлекаемых запасов.

Цель исследования заключается в анализе результатов кислотных обработок по улучшению нефтеизвлечения на месторождении Суэдия, Сирия.

Объектом исследования являются карбонатные комплексы в отложениях верхнего мела свиты Массиф и свиты Шираниш, Сирия.

Методы: обзор отечественного и зарубежного опыта по обработке призабойной зоны пласта с использованием кислотных составов и анализ промысловых, технологических, литологических, геологических, геофизических и полевых данных скважин, обрабатываемых кислотами.

Результаты. Приведены достоинства метода кислотных обработок, такие как улучшение проницаемости пласта и уменьшение скин-фактора за счет увеличения порового пространства и трещинных каналов, а также удаления глинистой корки и различных неорганических осадков, препятствующих притоку нефти. Указаны нежелательные явления кислотных обработок: коррозия, вторичное осадкообразование, обводненность. Рассмотрены геолого-физические условия скважины и пласта, требующие учета при выборе технологии кислотных обработок. В частности, пластовая температура, фильтрационные и коллекторские свойства пород, гранулометрический (фракционный) и минералогический состав пород, химический состав пластовых флюидов. Отмечены основные направления мероприятий по решению геологических и технологических осложнений, возникающих при кислотных обработках путем применения ингибиторов, новых многокомпонентных составов кислотных агентов, специальных добавок, многостадийных обработок. Приведены технология и результаты применения кислотных обработок: соляно-кислотной и пенно-соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважин, расположенных на северо-востоке Сирийской Арабской Республики, которые принадлежат двум месторождениям – Суэдия и Зарба – Управления месторождений Аль-Хасака. Отмечено, что использование простой соляно-кислотной обработки ряда скважин не привело к прогнозируемому увеличению нефтеотдачи, а использование кислотной смеси (HCL в концентрации 15 %, HF в концентрации 3 %) на скважине № 462 месторождения Суэдия показало увеличение производительности в 1,5 раза. Даны рекомендации по совершенствованию процесса кислотных обработок на месторождении Суэдия, Сирия с целью интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова:

кислотная обработка, соляно-кислотная обработка, обработка призабойной зоны скважины, нефтяное месторождение Суэдия (Сирия), карбонатный коллектор, свита Массиф, свита Шираниш.

Введение

Сирия является важным производителем нефти на Ближнем Востоке, и ее общие запасы оцениваются в 2,5 млрд баррелей [1]. Территория Сирии занимает часть северного склона Аравийской плиты и расположена вблизи границы столкновения Евразийской и Аравийской плит [2]. Перспективными районами Сирии с доказанным промышленным нефтегазоносным потенциалом являются северо-восточная переклираль Месопотамского бассейна, Евфратский грабен, осложненный системой поднятий Туал-Абба-Синджар, южная часть Алеппского поднятия и район Пальмиры [3].

Для сохранения эффективности разработки месторождений важно поддерживать продуктивность

скважины на запланированном уровне в течение всего периода добычи. Однако наблюдаемое нарастание количества скважин с естественным падением величин дебита из-за уменьшения пластового давления, обводненности, вскрытия пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и роста доли трудноизвлекаемых запасов требует поиска эффективных методов повышения нефтеотдачи, и одним из перспективных направлений являются физико-химические методы [4].

Считается, что большинство материнских пород на северо-востоке Сирии относятся к меловому и триасовому возрасту [5, 6]. Коллекторы встречаются преимущественно в мезозойских и кайнозойских трещиноватых карбонатах, образовавшихся в позднем

мезозое и позднем кайнозое; немало месторождений представлено в миоцене, меловом и триасовом периодах [7–9]. Для многих из них свойственно наличие обломочной глины и аутигенных минералов, которые вызывают закупорку поровых пространств, что уменьшает диаметр межпоровых каналов [10]. Наблюдается также тенденция неравномерности прослоев и пропластков по толщине, сложная структура порово-каверново-трещинного пространства карбонатного коллектора, непостоянность в насыщении нефтью, достаточно часто сочетающаяся с высокой вязкостью пластовой нефти. Это позволяет отнести карбонатные комплексы Сирии по их геологическому строению, литологическому составу и коллекторским свойствам пластов к сложным и, как следствие, к трудным по технологиям извлечения нефти [11–13].

Продуктивность скважин напрямую связана с планомерной и целенаправленной обработкой призабойной зоны скважины (ОПЗ) с целью вовлечения в разработку мало проницаемых, насыщенных нефтью прослоев и пропластков, обладающих неоднородными ФЕС. Неоднородность фильтрационных свойств пластов приводит к обводнению скважины, поскольку исключаются из процесса фильтрации нефтенасыщенные участки и пропластки средней и низкой проницаемости из-за преобладающего движения воды по высокопроницаемым участкам коллектора [13]. Процесс эксплуатации скважин на сирийских месторождениях сопровождается снижением проницаемости призабойной зоны пласта и продуктивности за счет загрязнений, вызванных проникновением буровых растворов и растворов заканчивания из-за плохих физических свойств и сильной капиллярности и сочетается с отложениями солей, смол, парафинов [4, 14].

Кислотная обработка как метод обработки призабойной зоны

Одним из распространённых и широко используемых методов обработки призабойной зоны (ОПЗ) является кислотная обработка (КО), которая позволяет удалять образующуюся при бурении глинистую корку и различные неорганические осадки: карбонат кальция, карбонат железа, соли сульфатов и окислы железа, ухудшающие продуктивность скважины. Проницаемость коллектора определяет продуктивность или приемистость скважины, и здесь КО способствует образованию червоточин в породе, улучшающих проницаемость пласта и снижающих скин-фактор. С другой стороны, КО вызывает ряд нежелательных явлений, таких как коррозия внутрискважинного оборудования; вторичное осадкообразование в виде асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и некоторых производных углеводородов с большой молекулярной массой, образующихся при высоком pH жидкости; формирование эмульсий; обводненность скважин и др. [14, 15].

Известно, что на эффективность технологии обработки призабойной зоны скважины влияют конкретные геолого-физические условия скважины и пласта, а также соответствие применяемой технологии КО геологическим условиям [15]. Необходимо учитывать

пластовую температуру; фильтрационные и коллекторские свойства пород нефтяных пластов: пористость, проницаемость, капиллярные свойства, удельную поверхность, механические свойства; гранулометрический (фракционный) и минералогический состав пород; химический состав пластовых флюидов, которые сказываются на степени растворения породы, скорости протекания химических реакций и образовании трудно- и нерастворимых продуктов реакций [15, 16]. Высокая температура осложняет подбор кислотного состава и технологию его применения за счет увеличения скорости кислотной реакции, сопровождающейся нейтрализацией кислоты в зоне окоскважинного пространства и отсутствием возможности закачивать в пласт большие объемы кислоты. Также требуется учитывать как температуру закачиваемой кислоты, так и температуру в породе в дополнение к температуре, выделяющейся в результате реакции.

Воздействия тепла можно избежать, применяя замедлители реакции или интенсивно охлаждая придонную зону жидким азотом, или перекачивая кислоту с высокой скоростью. На скорость реакции между кислотой и карбонатными породами влияет давление – уменьшается с его увеличением. Скорость кислотного флюида, протекающего внутри карбонатных пород, влияет на скорость реакции кислоты с породой в сторону ее увеличения. При заданной скорости потока скорость реакции увеличивается с уменьшением ширины трещины или поры [17]. Состав породы-коллектора является наиболее важным фактором, сказывающимся на эффективности кислотной обработки, поскольку существуют различия в воздействии кислоты на разные по физическому и химическому составу породы, например, на известняк или доломит, которые являются основными в карбонатных коллекторах Сирии.

Существующая проблема обеспечения контролируемого и наблюдаемого процесса КО карбонатных коллекторов требует рассмотрения особенностей пласта и скважин, осложнений, а также анализа подходов и наработок в данной области. Для глубокозалегающих карбонатных пластов, широко представленных на территории Сирии, становится актуальным замедление скорости нейтрализации кислотных реагентов с целью увеличения охвата зоны обработки кислотой. Для достижения этой цели можно применять кислоты в дисперсных системах (пены, гидрофобные эмульсии, гели) или использовать замедлители скорости реакции кислоты с породой: различные добавки, снижающие химическую активность кислоты, или новые кислоты [18, 19], например сульфаминовую [20], обладающую замедленной нейтрализацией. Необходимо предварительное тестирование эффективности состава на керновом материале скважин [21, 22].

При соляно-кислотных обработках скважин как наиболее распространенных и эффективных на карбонатных коллекторах готовят раствор с содержанием чистой HCl в пределах 10...15 % (pH раствора 2,2...3,5), соответственно, скорость коррозии составляет 30...100 г/(м²·ч). Для предотвращения кислотной коррозии необходима добавка ингибиторов коррозии,

состав которых постоянно обновляется и дорабатывается. Традиционно использование холодной воды для охлаждения скважины и замедления скорости реакции HCl с карбонатами и сталями. Кислотную смесь часто дополняют органическими кислотами для снижения уровня коррозионной активности. Кроме того, меньшая растворимость органических кислот снижает неравномерность фронта кислотной реакции в породе и риск образования предпочтительных червоточин, отводящих кислоту от зон, наиболее нуждающихся в стимуляции [18, 19].

Невозможность растворения соляной кислотой органических отложений способствовала разработке кислотных многокомпонентных систем, предполагающих отклонение состава, в том числе самоотклоняющейся системы – блокирующий гель образуется непосредственно в пластовых условиях по мере истощения кислотного состава в результате реакции с карбонатной породой. Применяют также обратные [22] и гидрофобные эмульсии, мицеллярные растворы с внутренней кислотной фазой, поверхностно-активные вещества (ПАВ) [18, 19]; используют многостадийные обработки.

Вязкий характер нефти вызывает образование эмульсий и АСПО при воздействии кислоты на пластовую нефть. Чтобы этого избежать, требуется предварительно определять совместимость кислоты с нефтью, а с уже образовавшейся эмульсией или АСПО бороться деэмульгаторами [18].

Доказано, что кислотный гидроразрыв пласта наиболее эффективен на карбонатных коллекторах и может использоваться на поздней стадии разработки скважины [23]. Интенсификация нефтеизвлечения осуществляется за счет расширения дренируемой зоны скважины, особенно в плотных, низкопроницаемых коллекторах. Существует ряд ограничений и условий для кислотного гидроразрыва как технического и технологического, так и геологического характера. Высоки требования к герметичности скважины, ее обводненности (не более 50 %). Пластовое давление должно быть не менее 50 % от начального [23]. Однако высокое внутрипластовое давление препятствует скорости закачки, а трещины, протравленные кислотой, склонны к разрушению. Высокая температура усугубляет кислотную коррозию колонны труб и увеличивает скорость реакции кислоты с породой, что сокращает глубину проникновения кислоты, влияя на эффективность кислотного гидроразрыва пласта. Трудно предсказать морфологию кислотнопотравленных трещин в сильно неоднородном коллекторе и полностью стимулировать коллекторы с длинными участками скважины [23–25]. Совершенствовать технологию гидроразрыва можно за счет применения отклонителей и ингибиторов [24].

Выбирать техническое и технологическое решение по кислотной обработке рекомендуется после комплексного анализа всех данных о физико-химических характеристиках пласта в районе выбранной скважины, а также систематизации данных о кислотной обработке [23, 25] на Сирийских месторождениях со схожими геологическими условиями.

Практика применения КО на месторождении Суэдия (Сирия)

Рассмотрим практику применения кислотных обработок: соляно-кислотной (СКО) и пенно-соляно-кислотной обработки (ПСКО) призабойной зоны скважин, расположенных на северо-востоке Сирийской Арабской Республики, которые принадлежат двум месторождениям – Суэдия и Зарба – Управление месторождений Аль-Хасака.

Месторождение Суэдия находится в провинции Хасаке на северо-востоке Сирии. Было открыто в 1959 г., относится к мезопотамскому прогибу и приурочено к брахиантиклинальным складкам. Нефть на месторождении была обнаружена в отложениях верхнего мела свиты Массиф, которая состоит из трех разделов. Верхний мел представлен глинистыми известняками и тонкими прослоями зеленых глинистых сланцев, имеет трещины с чередованием поровых слоёв. Его толщина колеблется от 0 до 100 м. Средний раздел толщиной 40...100 м с плотными, непроницаемыми непоровыми известняками с трещинами и первичными порами, заполненными нефтью. Нижний раздел представлен доломитами, превращается в известняк в верхней части, в нижней имеет глинистые сланцы с чередованием доломитов [26].

Информация о скважинах № 462 и 655 месторождения Суэдия, которые подвергались кислотной обработке с целью интенсификации притока нефти, приведена в табл. 1.

Таблица 1. Информация о скважинах месторождения Суэдия, Сирия

Table 1. Information about the wells of the Suwaydia field, Syria

Информация о скважине Well information	Скважина на месторождении Суэдия Well in the Suwaydia field	
	462	655
Продуктивный слой, состоящий из: Productive layer, consisting of:	известняк/limestone – 80 % доломит/dolomite – 15 % глина/clay – 5 %	
Температура резервуара, °C Reservoir temperature, °C	81	
Средняя пористость коллектора, % Average porosity of the reservoir, %	15–20	15
Средняя проницаемость пласта, мД Average permeability of the formation, mD	30–50	
Забой скважины, м Well bottom, m	1868	1838
Диаметр НКТ, мм Tubing diameter, mm	88,9	88,9
Длина НКТ, м Tubing length, m	1824	1830
Диаметр обсадной колонны, мм Casing string diameter, mm	177,8	
Длина обсадной колонны, м Casing string length, m	1888	1853
Зона перфорации, м Perforation zone, m	1798–1828	1815–1833
Испытательное давление, МПа Test pressure, MPa	12,2	18

Этапы процесса СКО на скважине № 462:

1. Промывка скважины водой в объеме 27 м³ и откачивание 4 м³ воды с целью проверки наличия об-

ратной циркуляции воды и, следовательно, отсутствия каких-либо утечек в НКТ, а также проверка гидравлического соединения между НКТ и кольцевым пространством, в дополнение к обеспечению целостности обсадных колонн.

2. Проведение предварительной кислотной обработки 3 м³ смесью состава: 15 % мас. HCL + 3 % мас. HF при давлении 9 МПа с максимально возможным расходом 500 л/мин и выдерживанием в течение 30 мин с целью очистки призабойной зоны скважины в зоне перфорации и проверки на восприятие пласта к процессу КО.
3. Промывка колодца водой 15 м³ для очистки скважины от продуктов процесса КО.
4. Закачивание кислотной смеси объемом 15 м³ при давлении 9 МПа и скорости 500 л/мин и ожидание в течение часа. Задачей процесса являлось создание червоточин и увеличение притока нефти из продуктивного пласта в ствол скважины.
5. Обратная промывка водой в количестве 27 м³ с целью очистки скважины от продуктов реакции и избавления от оставшихся следов кислоты. Этапы процесса ПСКО на скважине № 655:
 1. Промывка скважины водой в объеме 50 м³ и циркуляция после закачки 10 м³ воды.
 2. Кислотная ванна из 2 м³ соляной кислоты с выдержкой полчаса и прокачкой при давлении 4 МПа.
 3. Промывка скважины водой в объеме 12 м³ и циркуляция после прокачки 5,1 м³ воды.
 4. Закачка под давлением 6–7 МПа дизельного топлива в объеме 5 м³ с добавкой 50 л ингибитора седиментации нефти, чтобы не образовывалась эмульсия внутри слоя.

Задача процесса: очистить поры от слоя парафинов и битумных смол, образующихся из-за вязкого характера нефти, путем растворения их дизельным топливом.

5. Промывка скважины объемом в 7 м³ пенной жидкости, подготовленной с расходом 15 м³ воздуха, и циркуляция после откачки 2 м³ пенной жидкости.

Задача операции: быстрая очистка и промывка скважины от продуктов предыдущего этапа КО за счет снижения их удельного веса из-за воздействия пенной жидкости.

6. Закачка под давлением 7 МПа 2 м³ пенообразователя (пропорции: 2 л пенообразователя на 1 м³ воды), с целью направления кислоты в сторону участков с низкой проницаемостью.
7. Основной процесс КО:

Кислотная обработка под давлением 7 МПа в течение 60 секунд 15 % пенистой соляной кислотой, в объеме 20 м³ и расходе 5 л в секунду и 5 м³ в минуту воздуха, с добавлением 2 л пенообразователя на каждый 1 м³ кислоты, кислотного ингибитора коррозии 1,0 об. %, кислотного антистатика 5,0 об. % и уксусной кислоты 3,0 мас. % в качестве ингибитора. Выжидают два часа.

8. Обратная промывка водой в объеме 38 м³.

В табл. 2 представлено состояние скважин № 462 и 655 до и после кислотной обработки.

Таблица 2. Состояние скважин до и после процесса кислотной обработки

Table 2. Well condition before and after acid treatment

Номер скважины на месторождении Суэдия Well number at the Suwaydia field	Состояние скважины до кислотной обработки Well condition before acid treatment		Состояние скважины после процесса кислотной обработки Well condition after acid treatment	
	Динамический уровень жидкости, м Dynamic liquid level, m	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day	Динамический уровень жидкости, м Dynamic liquid level, m	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day
№ 462	1140	13	800	42
№ 655	460	23	290	40

Причинами несоответствия дебита скважин № 462 и 655 после завершения восстановительной кислотной обработки (табл. 2) может быть следующее:

1. В скважине № 462 прореагировавшая в пласте кислота удалялась на поверхность быстрее, чем в скважине № 655, поэтому трещины и поровые пустоты в пласте сохраняли свою ширину, чем и объясняется увеличение в 3 раза продуктивности скважины № 462. Более длительный вывод кислоты из пласта в скважине № 655 привел к образованию осадочных материалов, которые поступали внутрь трещин и пустот в пласте, постепенно закрывая их, что сказалось на интенсивности притока продуктивности данной скважины.
2. Процесс очистки забоя и стенок скважины, проходивший в скважине № 462, был более эффективным, чем в скважине № 655, и избавил первую скважину от большого количества асфальтенов, парафинов и отложений, образовавшихся в скважине в процессе добычи и после закачки кислоты в пласт по трубам. При добыче накопленные в скважине № 655 осадочные вещества вновь поступали в трещины в пласте и препятствовали процессу расширения, осуществляемому кислотой в пласте, и поэтому дебит скважины № 655 после процесса ПСКО был ниже.
3. В скважине № 655 отложения процесса закисления привели к закрытию пор малых размеров, что может служить причиной снижения проницаемости.
4. Скважина № 655 давала больший объем нефти до начала процесса ПСКО, однако находилась на стадии своего истощения и поэтому после процесса КО стала давать добычу нефти на этом уровне, но не больше, чем из скважины № 462, после процесса СКО.
5. Добавление ингибиторов коррозии в кислую смесь в скважине № 655 создало проблему, так как антикоррозионный агент не подходит для пород пласта и веществ, содержащихся в порых, и препятствует реакционной способности кислоты в пласте.

Далее приведена практика применения кислотной обработки на скважине № 116 месторождения Зарба,

свита Шираниш, коллектор которой представлен в основном известняком (90 %) при отсутствии в составе доломита (табл. 3). Свита Шираниш представлена отложениями верхнего мела. В верхней части (0...50 м) – известняк. Средняя часть (85...115 м) – известняк мелкой кристаллизации. Нижняя часть (25...35 м) представлена плотными белыми известняками мелкой кристаллизации и средней твердости и фоссилиями [26]. Эти отложения охватывают северо-восточные области Ефрата и Рутба.

Таблица 3. Информация о скважинах месторождения Зарба, Сирия

Table 3. Information about the wells of the Zarba field, Syria

Информация о скважине Well information	Скважина № 116 месторождения Зарба Well no. 116 of the Zarba field
Продуктивный слой, состоящий из: Productive layer, which consists of:	известняк/limestone – 90 % глина/clay – 10 %
Температура резервуара, °C Reservoir temperature, °C	56
Средняя пористость коллектора, % Average porosity of the reservoir, %	20
Средняя проницаемость пласта, мД Average permeability of the formation, mD	40–60
Текущее дно скважины, м Current bottom of the well, m	1413
Диаметр НКТ, мм Tubing diameter, mm	88,9
Длина НКТ, м Tubing length, m	1768
Диаметр обсадной колонны, мм Casing string diameter, mm	177,8
Длина обсадной колонны, м Casing string length, m	1427
Зона перфорации, м Perforation zone, m	1375–1392
Испытательное давление, МПа Test pressure, MPa	12,2

Этапы кислотной обработки на скважине № 116 месторождения Зарба:

1. Промывка скважины водой в объеме 30 м³, затем добавление в воду масляного эмульгатора в объеме 60 л, циркуляция после откачки 15 м³ воды.
2. Очистка пор слоя от АСПО путем растворения растворителем. Для этого закачивали светлые нефтепродукты в объеме 5,6 м³, затем еще 5,3 м³ светлых нефтепродуктов. Потом закачивали 15 м³ растворителя, состоящего из 5 м³ дизельного топлива и 10 м³ светлых нефтепродуктов, при давлении 8 МПа и ожидали 15–20 часов.
3. Промывка скважины водой в объеме 15 м³ и циркуляция после закачки 5 м³ воды.
4. Основной процесс КО: кислотная обработка под давлением 2–5 МПа 15 % мас. HCl в объеме 15 м³ с добавкой кислотного ингибитора коррозии 1,0 об. % и кислотного антистатика 5,0 об. %. Выдержка в течение часа.
5. Обратная промывка водой в объеме 27 м³.
Указанная технология КО для скважины № 116 месторождения Зарба свиты Шираниш показала увеличение нефтеотдачи в два раза после обработки (табл. 4).

Таблица 4. Состояние скважины № 116 месторождения Зарба до и после процесса кислотной обработки

Table 4. Condition of well no. 116 of the Zarba field before and after acid treatment

Состояние скважины до кислотной обработки Well condition before acid treatment		Состояние скважины после процесса кислотной обработки Well condition after acid treatment	
Динамический уровень жидкости, м Dynamic liquid level, m	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day	Динамический уровень жидкости, м Dynamic liquid level, m	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day
1280	10	1000	24

Для изучения результатов различных операций по кислотной обработке было выбрано несколько скважин на месторождении Суэдия. Табл. 5 показывает результаты операций по улучшению нефтеизвлечения, проведенных на этих скважинах.

Таблица 5. Результаты кислотной обработки на скважинах месторождения Суэдия

Table 5. Results of acid treatment at the wells of the Suwaydia field

Номер скважины Well number	Показатели производительности Performance indicators				Свита Formation	Тип опера- ции Operation type
	До кислот- ной обра- ботки Before acid treatment		После кис- лотной обра- ботки After acid treatment			
	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day	Обводненность Water cut	Продуктивность, м ³ /день Productivity, m ³ /day	Обводненность Water cut		
667 C	55	20	55	17	Массив Massif	СКО обыч- ная Hydrochloric acid treatment conventional
204 CF	40	8	40	8		
27 CF	45	5	45	5		
50CF	50	20	48	22		
72 CF	55	15	55	15		

Отметим, что операции по КО, которые проводились на вышеперечисленных скважинах, не привели к прогнозируемому увеличению продуктивности скважин, а это считается с экономической точки зрения нерентабельным и не соответствует цели, ради которой кислотная обработка проводилась. Независимо от причин неудачи, негативные эффекты должны быть устранены путем использования химических добавок или многокомпонентных смесей кислот и добавок для получения удовлетворительных полевых результатов КО после их проведения на нефтяных скважинах месторождения Суэдия.

Скважину № 462 месторождения Суэдия (табл. 1), подвергали кислотной обработке 2,5 м³ смеси (HCl в концентрации 15 %; HF в концентрации 3 %). Смесь была закачана в пласт под давлением 9 МПа.

Результаты по кислотной обработке смесью кислот представлены в табл. 6.

Таблица 6. Результаты кислотной обработки смесью соляной и плавиковой кислот на скважине № 462

Table 6. Results of acid treatment with a mixture of hydrochloric and hydrofluoric acids at well no. 462

Продуктивность скважины до обработки Well productivity before operation			Продуктивность скважины после обработки Well productivity after operation		
Объем нефти, м ³ Oil volume, m ³	Обводненность, % Watercut, %	Объем жидкости, м ³ Liquid volume, m ³	Объем нефти, м ³ Oil volume, m ³	Обводненность, % Watercut, %	Объем жидкости, м ³ Liquid volume, m ³
9,1	40	15,8	15,8	45	29

Результаты процесса КО с использованием кислотных смесей на скважинах карбонатных коллекторов месторождения Суэдия, Сирия, были положительными, в отличие от процесса обычной СКО. Отметим тот факт, что все виды интенсификации притока не могут считаться успешными на другой скважине, если в действительности показали себя эффективными на конкретной скважине.

Заключение

Таким образом, основные рекомендации по повышению продуктивности нефтяных скважин на месторождении Суэдия, Сирия, путем использования кислотных обработок могут быть следующие:

1. Необходимо использовать промысловый опыт при разработке методов интенсификации и восстановления для скважин всех типов.
2. При проектировании КО конкретной скважины необходимо воспользоваться рекомендациями компании, ответственной за месторождение, а также разработками нефтесервисных компаний в области обработки призабойной зоны скважин.
3. Применять ПАВ при проведении процессов КО с эмульгированной нефтью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Barrier E., Machhour L., Blaizot M. Petroleum systems of Syria // Petroleum systems of the Tethyan region: AAPG Memoir – 2014. – V. 106. – P. 335–378.
2. Ibrahim Y., Morozov V.P., Sudakov V. Dolomitization of the lower cretaceous carbonate reservoir in the Euphrates Graben, Syria // Petroleum Science. – 2021. – V. 18. – Iss. 5. – P. 1342–1356.
3. Алясеен М.Х., Аани Я. Нефтегазоносность Евфратского грабена в Сирии // Геология. Геофизика. Бурение. – 2019. – Т. 17. – № 6. – С. 6–14.
4. Эль-Юсеф В. Месторождения тяжелых нефтей Сирии, особенности их строения и освоения: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 1993. – 29 с.
5. Ala M.A., Moss B.J. Comparative petroleum geology of Southeast Turkey and Northeast Syria // Journal of Petroleum Geology. – 1979. – V. 1. – P. 3–27.
6. Metwalli M., Philip G., Moussly M. Petroleum-bearing formations in Northeastern Syria and Northern Iraq // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1974. – V. 58. – P. 1781–1796.
7. Ал Халум М.А.А. Накопления углеводородов в отложениях бассейна Пальмира по результатам геолого-геофизических и геохимических исследований // Геология, география и глобальная энергия. – 2016. – № 3 (62). – С. 26–33.

4. Предварительно устанавливать химическую совместимость между кислотными добавками и пластовыми флюидами и определять соответствующие дозировки для каждой скважины.
5. Обращать внимание на использование материалов, которые снижают поверхностное натяжение и увеличивают гидрофильность поверхности пластовой породы, с целью предотвращения образования на ней асфальтенов и парафинов, таким образом исключая закупорку пор.
6. В пене заменить воздух газообразным азотом, используемым в процессе подкисления, так как это инертный газ.
7. Следует учитывать, что ПАВ, используемые в КО, должны быть в водных растворах. Этап промывки с ПАВ предпочтительно проводить после закачки растворителей и перед закачкой пены, чтобы продлить период разрушения пены и таким образом добиться необходимого направления кислоты в области с низкой проницаемостью.
8. Перед началом КО установить совместимость применяемой кислоты с породами пласта на керновом материале пластов, подлежащих обработке кислотами.
9. Использовать ингибиторы коррозии при обработке кислотой, чтобы обеспечить защиту наземного и подземного оборудования в скважине от коррозионного действия кислоты и тем самым сохранить оборудование.
10. В связи с наличием в разных пропорциях глины в большинстве продуктивных пластов следует использовать добавки, препятствующие набуханию глины (стабилизаторы глин). Так, статистические данные в литературе по процессам КО показали, что отказ от операций КО в большинстве случаев является результатом набухания гранул глины в слое так, что поры закрываются частично или полностью из-за отсутствия добавления стабилизаторов глины или их использования в концентрациях, не подходящих для слоя.

8. Structure and evolution of the petroliferous Euphrates Graben System, Southeast Syria / R. K. Litak, M. Barazangi, G. Brew, T. Sawaf, A. Al-Imam, W. Al-Youssef // AAPG Bulletin. – 1998. – V. 82. – № 6. – P. 1173–1190.
9. Alsharhan A.S., Nairn A.E.M Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. – Amsterdam; Lausanne; New York; Oxford; Shannon; Singapore; Tokyo: Elsevier Science B.V., 1997. – 843 p.
10. Ibrahim Y., Morozov V.P., El Kadi M. Influence and control of post-sedimentation changes on sandstone reservoirs quality, example, upper Triassic (Mulussa F reservoir), and lower Cretaceous (Rutbah reservoir), Euphrates Graben, Syria // Russ. J. Earth. Sci. – 2020. – V. 20. – № 2. – P. 1–24.
11. Особенности разработки месторождений Тишринской нефтегазоносной зоны Сирийской Арабской Республики / Н.А. Еремин, И.К. Басниева, О.Н. Сарданашвили, И.А. Еремина, В. Алали, А.Н. Еремин // Деловой Журнал Neftgaz.Ru. – 2018. – № 2 (74). – С. 42–45.
12. Дубинский Г.С. Технологии воздействия на карбонатный коллектор с целью ограничения водопитока и интенсификации добычи нефти // Вестник Академии Наук РБ. – 2020. – Т. 34. – № 1 (97). – С. 48–58.
13. Wayne M.A. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in

- Carbonate. – Texas: Rocks John Wiley and Sons, Ltd., 2008. – 294 p.
14. Иконникова Л.Н., Золотухин А.Б. Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти при соляно-кислотной обработке // Нефтепромышленное дело. – 2019. – Ч. 1. – № 5 (605). – С. 33–38.
 15. Chacon O.G., Maysam P. Matrix acidizing in Carbonate formations // Processes. – 2022. – V. 10. – № 1. – P. 1–18.
 16. Conventional diverting techniques and novel fibr-assisted self-diverting system in carbonate reservoir acidizing with successful case studies / R. Abdollahi, H. Esfandyari, M. N. Pari, A. Davarpanah // Petroleum Research. – 2021. – V. 6. – Iss. 3. – P. 247–256.
 17. Influences of real-time acid-rock reaction heat on etched fracture dimensions during acid fracturing of carbonate reservoirs and field applications / H. Liu, B. Baletabieke, G. Wang, J. Guo, F. Xia, Z. Chen // Heliyon. – V. 8. – Iss. 11. – P. 1–8.
 18. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs / Z.X. Xu, S.Y. Li, B.F. Li, D.Q. Chen, Z.Y. Liu, Z.M. Li // Petroleum Science. – 2020. – V. 17. – P. 990–1013.
 19. Quraishi M.A., Chauhan D.S., Ansari F.A. Development of environmentally benign corrosion inhibitors for organic acid environments for oil-gas industry // J. Mol. Liq. – 2021. – V. 329. – P. 1–12.
 20. Особенности свойств сульфаминовой кислоты, повышающие эффективность кислотных обработок / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, З.Р. Давлетов, К.А. Потешкина // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 1. – С. 44–47.
 21. Подбор реагентов для обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин / А.Н. Стариков, И.А. Шилов, Т.В. Чабина, Г.П. Хижняк // Нефтепромышленное дело. – 2020. – № 7 (619). – С. 29–33.
 22. Czupski M., Kasza P., Le'sniak L. Development of selective acidizing technology for an oil field in the Zechstein main dolomite // Energies. – 2020. – V. 13 (5940). – P. 1–18.
 23. Геолого-технологическое обоснование проведения кислотного гидроразрыва пласта в добывающих скважинах / А.М. Зиновьев, П.А. Птичкин, С.О. Котляров, А.С. Гаврюшин // Нефтепромышленное дело. – 2020. – № 4 (616). – С. 17–22.
 24. A review of diverting agents for reservoir stimulation / L. Zhao, X. Chen, H. Zou, P. Liu, C. Liang, N. Zhang, N. Li, Z. Luo, J. Du // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 187 (106734). – P. 1–10.
 25. An innovative concept on deep carbonate reservoir stimulation: Three-dimensional acid fracturing technology / J. Guo, B. Gou, N. Qin, J. Zhao, L. Wu, K. Wang, J. Ren // Natural Gas Industry B. – 2020. – V. 7. – Iss. 5. – P. 484–497.
 26. Алали В., Еремин Н.А. Оценка нефтяного потенциала и проблемы разработки месторождения Румилан (Сирия) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 1 (349). – С. 54–58.

Поступила: 09.01.2023 г.

Дата рецензирования: 29.01.2023 г.

Информация об авторах

Альмохаммад Альнайеф Мохаммад, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Сибирского федерального университета.

Далфи Заин Алабидин Абд Али Кхалаф, магистрант, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета.

Гнидан Е.В., кандидат педагогических наук, доцент кафедры органической и аналитической химии Института цветных металлов и материаловедения Сибирского федерального университета.

UDC 622.276.344:553.982(569.1)

EXPERIENCE OF USING ACID TREATMENTS IN THE OIL FIELD SUWAYDIYA (SYRIA)

Mohammad Almohammad Alnayef¹,
mr.omar10@mail.ru

Zain Alabidin Dalfi Abd Ali Khalaf¹,
Newzain2@gmail.com

Elena V. Gnidan¹,
egnidan@gmail.com

¹ Siberian Federal University,
79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia.

Relevance of the research is caused by the need to increase oil recovery from wells developed in the fields of Syria, in the carbonate reservoirs of the Massif and Shiranish formation, for which there is a natural drop in production rates due to decrease in reservoir pressure, water cut, opening of reservoirs with low reservoir properties and increase in the share of hard-to-recover reserves.

The main aim of the study is to analyze the results of acid treatments to improve oil recovery in the field of Suwaydia, Syria.

The object of study is the carbonate complexes in the Upper Cretaceous deposits of the Massif formation and the Shiranish formation, Syria.

Methods: review of domestic and foreign experience in treating the bottomhole formation zone using acid compositions and analysis of production, technological, lithological, geological, geophysical, and field data of wells treated with acids.

Results. The paper introduces the advantages of the acid treatments method, such as improving the reservoir permeability and decreasing the skin factor by increasing the pore space and fracture channels, as well as removing the filter cake and various inorganic sediments that prevent oil flow. The undesirable effects of acid treatments: corrosion, secondary sedimentation, water cut, are indicated. The geological and physical conditions of the well and reservoir for choosing a treatment technology are considered. They are: reservoir temperature, filtration, and reservoir properties of rocks, granulometric (fractional) and mineralogical composition of rocks, chemical composition of reservoir fluids. The main directions of measures for solving geological and technological complications that arise during acid treatments using inhibitors, new multicomponent compositions of acid agents, special additives, and multi-stage treatments are noted. The paper introduces the technology and results of the application of acid treatments: hydrochloric acid treatment and foam hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone of wells located in the north-east of the Syrian Arab Republic, which belong to the two oil field – Suwaydia and Zarba – of the Al-Hasakah Oil Fields Administration. It was noted that the use of a simple hydrochloric acid treatment of several wells did not lead to the predicted increase in oil recovery, and the use of an acid mixture (HCL at a concentration of 15 %, HF at a concentration of 3 %) in well no. 462 of the Suwaydia oil field showed an increase in productivity of 1,5 times. Recommendations are given for improving acid treatments at the Suwaydia, Syria fields to intensify oil production.

Key words:

acid treatment, hydrochloric acid treatment, bottomhole zone treatment, Suwaydia oil field (Syria), carbonate reservoir, Massif formation, Shiranish formation.

REFERENCES

- Barrier E., Machhour L., Blaizot M. Petroleum Systems of Syria. *Petroleum systems of the Tethyan region*. AAPG Memoir, 2014, vol. 106, pp. 335–378.
- Ibrahim Y., Morozov V.P., Sudakov V. Dolomitization of the lower cretaceous carbonate reservoir in the Euphrates Graben, Syria. *Petroleum Science*, 2021, vol. 18, Iss. 5, pp. 1342–1356.
- Alyaseen M.H., Aaney Y. Oil and gas potential of the Euphrates Graben in Syria. *Geology. Geophysics. Drilling*, 2019, vol. 17, no. 6, pp. 6–14. In Rus.
- El Yousef W. *Mestorozhdeniya tyazhelykh neftey Sirii, osobennosti ikh stroeniya i osvoeniya*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Deposits of heavy oils in Syria, features of their structure and development. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 1993. 29 p.
- Ala M.A., Moss B.J. Comparative petroleum geology of Southeast Turkey and Northeast Syria. *Journal of Petroleum Geology*, 1979, vol. 1, pp. 3–27.
- Metwalli M., Philip G., Moussly M. Petroleum-bearing formations in Northeastern Syria and Northern Iraq. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1974, vol. 58, pp. 1781–1796.
- Al Halum M.A.A. Accumulation of hydrocarbons in sediments Palmira basin the results of geological and geophysical research and geohimicheskikh. *Geology, Geography and Global Energy*, 2016, no. 3 (62), pp. 26–33. In Rus.
- Litak R.K., Barazangi M., Brew G., Sawaf T., Al-Imam A., Al-Youssef W. Structure and Evolution of the Petroliferous Euphrates Graben System, Southeast Syria. *AAPG Bulletin*, 1998, vol. 82, no. 6, pp. 1173–1190.
- Alsharhan A.S., Nairn A.E.M. *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East* [Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East]. Amsterdam, Lausanne, New York, Oxford, Shannon, Singapore, Tokyo, Elsevier Science B.V., 1997. 843 p.
- Ibrahim Y., Morozov V. P., Mohammad El Kadi. Influence and control of post-sedimentation changes on sandstone reservoirs quality, example, upper Triassic (Mulussa F reservoir), and lower Cretaceous (Rutbah reservoir), Euphrates graben, Syria. *Russ. J. Earth. Sci.*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 1–24.
- Eremin N.A., Basnieva I.K., Sardanashvili O.N., Eremina I.A., Alali V., Eremin A.N. Features of the development of fields in the Tishra oil and gas zone of the Syrian Arab Republic. *Business Journal Neftegaz.Ru*, 2018, no. 2 (74), pp. 42–45. In Rus.
- Dubinsky G.S. Technologies of impact on carbonate reservoir in order to limit water inflow and intensify oil. *Bulletin of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*, 2020, vol. 34, no. 1 (97), pp. 48–58. In Rus.
- Wayne M.A. *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in Carbonate*. Texas, Rocks John Wiley and Sons, Ltd, 2008. 294 p.
- Ikonnikova L.N., Zolotukhin A.B. Evaluation of the efficiency of the matrix acidizing stimulation treatment of an oil well. Part 1. *Oilfield engineering*, 2019, P. 1, no. 5 (605), pp. 33–38. In Rus.

15. Chacon O.G., Maysam P. Matrix acidizing in carbonate formations. *Processes*, 2022, vol. 10, no. 1, pp. 1–18.
16. Abdollahi R., Esfandyari H., Pari M.N., Davarpanah A. Conventional diverting techniques and novel fibr-assisted self-diverting system in carbonate reservoir acidizing with successful case studies. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, Iss. 3, pp. 247–256.
17. Liu H., Baletabieke B., Wang G., Guo J., Xia F., Chen Z. C. Influences of real-time acid-rock reaction heat on etched fracture dimensions during acid fracturing of carbonate reservoirs and field applications. *Heliyon*, 2022, vol. 8, Iss. 11, pp. 1–8.
18. Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F., Chen D.Q., Liu Z.Y., Li Z.M. Review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 2020, vol. 17, pp. 990–1013.
19. Quraishi M.A., Chauhan D.S., Ansari F.A. Development of environmentally benign corrosion inhibitors for organic acid environments for oil-gas industry. *J. Mol. Liq.*, 2021, vol. 329, pp. 1–12.
20. Silin M.A., Magadova L.A., Davletshina L.F. Davletov Z.R., Poteshkin K.A. Features of the properties of sulfamic acid that increase the efficiency of acid treatments. *Oil industry*, 2021, no. 1, pp. 44–47. In Rus.
21. Starikov A.N., Shilov I.A., Chabina T.V., Khizhnyak G.P. Reagents validation for treatment of bottomhole area of formations of water injection wells. *Oilfield engineering*, 2020, no. 7 (619), pp. 29–33. In Rus.
22. Czupski M., Kasza P., Leśniak Ł. Development of Selective Acidizing Technology for an Oil Field in the Zechstein Main Dolomite. *Energies*, 2020, vol. 13 (5940), pp. 1–18.
23. Zinoviev A.M., Ptichkin P.A., Kotlyarov S.O., Gavryushin A.S. Geological-technological substantiation for conducting hydraulic fracturing of a formation in production wells. *Oilfield engineering*, 2020, no. 4 (616), pp. 17–22. In Rus.
24. Zhao L., Chen X., Zou H., Liu P., Liang C., Zhang N., Li N., Luo Z., Du J. A review of diverting agents for reservoir stimulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 187 (106734), pp. 1–10.
25. Guo J., Gou B., Qin N., Zhao J., Wu L., Wang K., Ren J. An innovative concept on deep carbonate reservoir stimulation: Three-dimensional acid fracturing technology. *Natural Gas Industry B*, 2020, vol. 7, Iss. 5, pp. 484–497.
26. Alali V., Eremin N.A. Oil potential assessment and problems of Rumilan field development (Syria). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2021, no. 1 (349), pp. 54–58. In Rus.

Received: 9 January 2023.
Reviewed: 29 January 2023.

Information about the authors

Mohammad Almohammad Alnayef, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Dalfi Zain Alabidin Abd Ali Khalaf, master student, Siberian Federal University.

Elena V. Gnidan, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

УДК 504. 55. 054: 622(470.6)

УПРАВЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННЫМИ МАССИВАМИ ТАЛНАХА РАЗГРУЗКОЙ НАПРЯЖЕНИЙ

Голик Владимир Иванович^{1,2},
v.i.golik@mail.ru

¹ Московский политехнический университет,
Россия, 107023, г. Москва, ул. Б. Семеновская, 38.

² Геофизический институт Владикавказского научного центра,
Россия, 362002, г. Владикавказ, ул. Маркова, 93а.

Актуальность. Подземная разработка скальных массивов мощных месторождений на глубоких горизонтах сопровождается геомеханическими явлениями, которые предупреждаются возведением в выработанном пространстве искусственных сооружений из твердеющих смесей. Управление геомеханикой массива повышает полноту использования недр и является актуальным направлением горного производства.

Цель: детализация технологии управления состоянием массива путем рационального регулирования напряжений в массиве.

Объект: массивы месторождений Талнахского рудного узла.

Методы: моделирование и эксперимент, результаты которых являются основой для разработки модели и рекомендаций.

Результаты. Дана оценка поведению природных и искусственных массивов дифференцированно для основных месторождений рудного узла. Установлены закономерности комбинирования вариантов разгрузки массивов от критических напряжений: с надработкой и с подработкой защитным слоем. Обобщены принципы оптимизации технологии добычи руд с учетом геомеханических особенностей массивов. Рекомендованы меры повышения объемного сжатия закладочных смесей для вариантов камерных систем разработки. Приведены результаты моделирования влияния объемов породных включений на эффективность разработки месторождения. Предложена модель эколого-экономической оценки технологий с учетом затрат на создание защитных слоев и уменьшения разубоживания руд. Разгрузка массивов от напряжений предоставляет возможность регулировать уровень напряжений со снижением деформаций, в том числе при селективной выемке руд с оставлением в недрах породных прослоев.

Выводы. Разгрузка массивов от действующих напряжений является действенной мерой решения основных проблем недропользования одновременно. Реализация этого направления в условиях локализации месторождений талнахского рудного месторождения может быть осуществлена опережающей выемкой слоя по почве. Эффективность отработки напряженно-деформированных массивов достигается рациональным взаимодействием природных и технологических факторов разработки.

Ключевые слова:

месторождения, массивы, напряжения, разгрузка, экономика, окружающая среда, управление.

Введение

Подземная разработка месторождений полезных ископаемых сопровождается негативными геомеханическими явлениями, снижающими экономическую и экологическую эффективность добычи руд [1–3].

Одно из направлений оптимизации методов управления массивами заключается в регулировании природных и техногенных напряжений в них путем предварительной разгрузки проходкой выработок, что защищает массив от разрушения и улучшает показатели горного передела [4–6].

Эти процессы влияют на состояние окружающей среды, вызывая необратимые последствия [7–10].

В массивах коренных месторождений, особенно на участках сочленения крупных рудных тел, величина напряжений и деформаций определяется при прочих равных условиях схемой и стадийностью развития горных работ и временем.

Показатели разработки месторождений улучшаются применением технологий с предварительной разгрузкой массива от напряжений проходкой выработок или бурением скважин.

Целью исследования данного направления является разработка методов управления напряжениями в массиве [11–13].

Методология исследования

Методы исследования включают в себя систематизацию и критический анализ публикаций, моделирование процессов и эксперименты [14–17].

Результаты натурных и лабораторных исследований обобщаются и анализируются, после чего становятся основой для разработки математико-экономической модели определения эффективности разработки месторождения. Для повышения репрезентативности результатов при моделировании варианты технологий поставлены в одинаковые условия.

По результатам моделирования феномена влияния объемов породных включений для вариантов с разгрузкой напряжений в кровле и в почве рекомендуются меры оптимизации технологии разработки [18–21].

Результаты исследования

Проблемные участки месторождения отрабатывают слоевой выемкой (рис. 1).

Исследуемая залежь медистых руд разделена породным прослоем толщиной до 10 м на верхнюю часть мощностью до 5 м и нижнюю часть мощностью 10–15 м, что позволяет комбинировать варианты разгрузки.

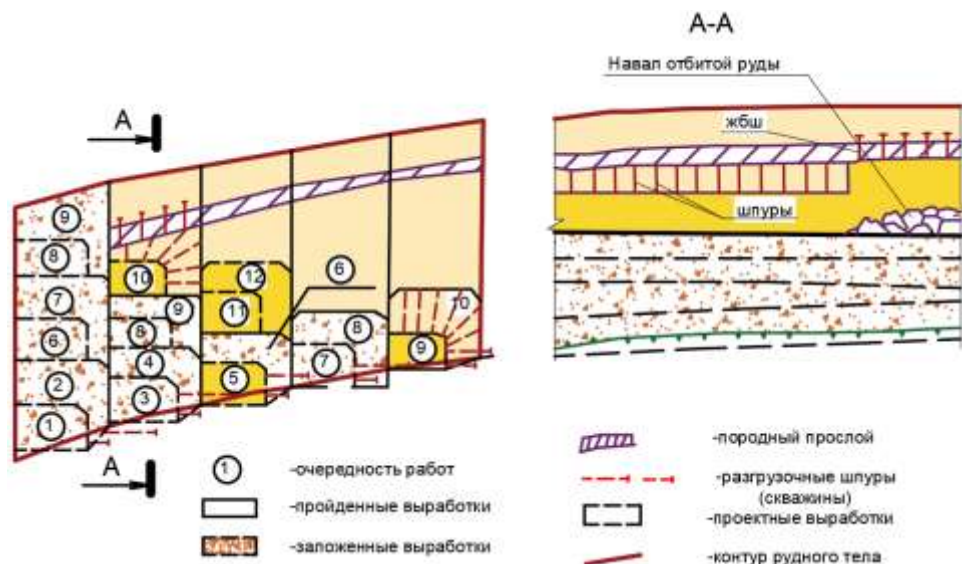


Рис. 1. Выемка участков массива горизонтальными слоями

Fig. 1. Excavation of the array sections by horizontal layers

Исследованы два варианта отработки залежи.

Вариант 1. Защитный слой образуется выработками размерами 4×4 м с оставлением рудных целиков или с созданием массивов из твердеющих смесей.

Вариант 2. Защитный слой по почве рудного тела отработывают с опережением основных слоев.

Рудная стенка выработки разгружается от напряжений на глубину не менее 2 м. Защитный слой может быть образован выработками с размерами не более 4 м. Забой в нижней части рудного тела отстает от контакта прослоя с нижней рудой, а остальная руда извлекается вместе с породным прослоем.

Показатели эффективности вариантов разгрузки различаются не на много (табл. 1).

Поведение рудовмещающих массивов для месторождений Норильского рудного узла оценивается дифференцированно.

Талнахское месторождение характеризуется слоистой структурой и разделением рудного тела на пачки, что требует селективизации очистной выемки. В этих условиях целесообразна опережающая выемка защитного слоя по почве или по кровле рудного тела (рис. 2).

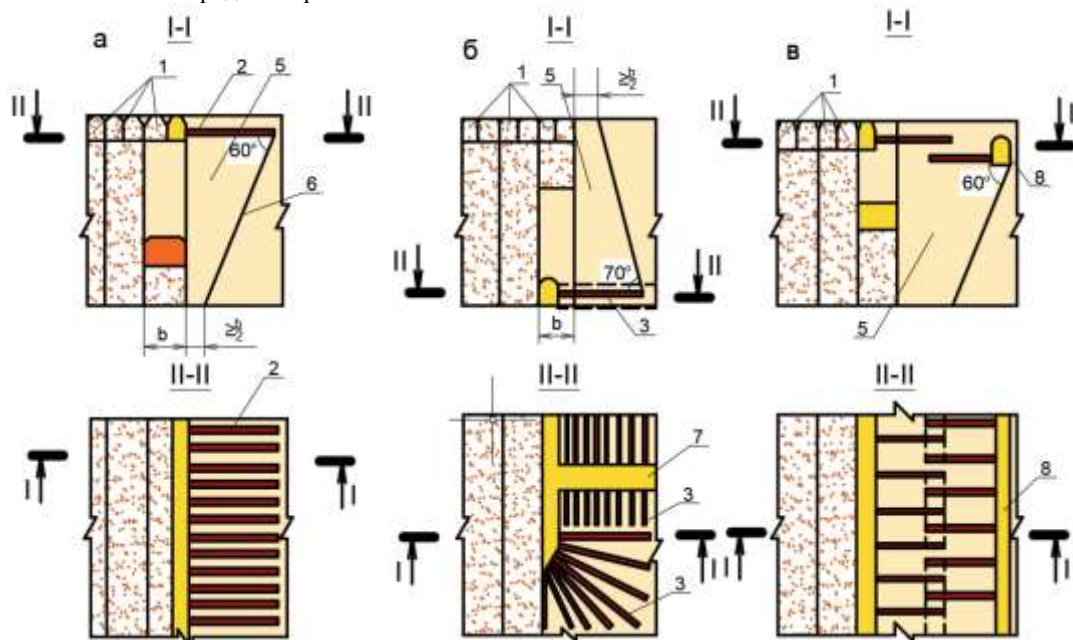


Рис. 2. Разгрузка массива от напряжений: а) в кровле; б) в почве; в) в теле массива; 1 – выработки защитного слоя; 2, 3 – скважины; 4 – веерные скважины; 5 – защищенная зона; 6 – граница защищенной зон; 7 – слоевой орт; 8 – транспортная выработка; b – ширина ленты

Fig. 2. Unloading of the array from stresses: a) in the roof; b) in the soil; c) in the area of the array; 1 – workings of the protective layer; 2, 3 – wells; 4 – fan wells; 5 – protected zone; 6 – border of protected zones; 7 – layer ort; 8 – transport-tailor production; b – width of the tape

Таблица 1. Характеристика комбинированных вариантов разгрузки

Table 1. Characteristics of combined unloading options

Вариант Option	Объем выработок, м ³ /1000 т Volume of workings, m ³ /1000 t	Производительность, м ³ /год Capacity, m ³ /year
по кровле by roof	123,7	38400
по почве by soil	124,4	39200

Принципы оптимизации технологии добычи руд для Талнахского месторождения включают в себя:

- раскройка на выемочные панели со смещением фронтов;
- восходящая выемка горизонтальными слоями с разгрузкой;
- ориентация выемочных выработок под углом к фронту работ;
- ограничение размеров целиков до 8–12 м на глубине до 800 м и 9–15 м на глубине более 800 м.

Месторождение «Октябрьское». Меры геомеханической профилактики:

- выемка участков мощностью до 10–12 м с разгрузкой массива;
- сохранение линейного фронта работ с равномерным подвиганием забоев;
- разгрузка массива проходкой выработок с оставлением неопасных целиков;
- взрывание камуфлетных зарядов в боках выработок.

Повышению объемного сжатия закладочных смесей способствуют варианты камерных систем разработки, эффективность которых заключается в следующем:

- минимизация сроков перехода массива в режим объемного сжатия;
- заполнение очистных камер закладочной смесью по всему объему;
- организация очистных работ сплошным фронтом;
- минимизация времени «стояния» открытого очистного пространства.

Таблица 2. Селективность выемки руд при добыче с защитными слоями

Table 2. Selectivity of ore extraction during mining with protective layers

Объем запасов, тыс. м ³ Volume of reserves, thousand m ³		Варианты разгрузки Unloading options			
		В кровле In roof		В почве In soil	
Руда Ore	Порода Breed	Руда Ore	Порода Breed	Руда Ore	Порода Breed
200	100	200	80	200	50
Извлечение из недр, % Extraction from the subsurface, %		100	80	100	50
Оставлено в недрах, % Left in the bowels, %		0	20	0	50
Относительный эффект, % Relative effect, %		0		0	28

Для повышения репрезентативности результатов при моделировании варианты технологий поставлены в одинаковые условия. Результаты моделирования влияния объемов породных включений для вариантов с надработкой и с подработкой приведены в табл. 2.

Данные для моделирования получены обработкой рудничных документов (табл. 3).

Таблица 3. Исходные данные для моделирования параметров технологии

Table 3. Initial data for modeling technology parameters

Технологические процессы Technological processes	Трудоёмкость, чел. ч/м ³ Labor intensity, pers. h/m ³	Себестоимость, ден. ед./м ³ Cost price, den. units/m ³
Подготовительные работы Preparatory workings	1,2	12
Очистные выработки Sewage treatment works	1,4	13
Оборудование защитного слоя Protective layer equipment	2,0	30
Отбойка руды Ore extraction	0,12	1,5
Выпуск руды из слоев Ore release from layers	0,10	0,14
Выпуск руды из камеры Ore release from the chamber	0,12	2,2
Закладка пустот смесями Laying voids with mixtures	0,18	25

Примечание: цены по состоянию на 1990 г.

Note: prices are as at 1990.

Полученные показатели позволяют сопоставить варианты технологий между собой (табл. 4).

Таблица 4. Показатели технологий добычи руд

Table 4. Indicators of ore extraction technologies

Показатели технологий Technology indicators	Единицы измерения Units	Варианты технологий Разработки Variants of development technologies			
		1	2	3	4
Мощность залежи Indicators of options	м/м	20	20	20	20
Производительность панели Panel performance	тыс. м ³ /г 1000 m ³ /g	80	100	50	120
Расход выработок Expense of workings	м ³ /тыс. т m ³ /1000 t	120	95	105	60
Производительность забойщика Slaughterer productivity	м ³ /см m ³ /cm	5	6	5	8
Себестоимость руды, франко люк Cost of ore, franco hatch	р/м ³ руды rub/m ³ of ore	4,5	5,2	5,9	3,9
Разубоживание прослоем Thinning by interlayer	%	48	28	33	69

Условные обозначения: 1 – комбинированная технология с разгрузкой по кровле; 2 – комбинированная технология с разгрузкой по почве; 3 – слоевая выемка с разгрузкой по кровле; 4 – камерная система без разгрузки от напряжений.

Symbols: 1 – mixed technology with unloading by roof; 2 – mixed technology with unloading by soil; 3 – leaf mining with unloading by roof; 4 – single-stall system without unloading from voltages.

Вариант с разгрузкой по почве обеспечивает меньшее разубоживание руд породой прослоя, не уступая другим вариантам по остальным показателям.

Обсуждение результатов

Результаты выполненных исследований являются элементом общей системы мониторинга состояния массива, используемой для оптимизации основного производства [22, 23].

Для талнахских месторождений одной из главных проблем является снижение разубоживания руд, поэтому актуальны варианты селективной выемки руды. При сравнении альтернативных вариантов разработки оценивается возможность оставления породных прослоев в недрах.

Вариант нисходящих слоев с выемкой защитного слоя по кровле при прочной руде становится невыгодным.

Камерный вариант без защитного слоя не обеспечивает сохранность стенок выработок и характеризуется повышенным разубоживанием.

Комбинированные варианты с опережающей выемкой защитного слоя по кровле и по почве рудного тела по показателям практически одинаковы, однако различаются по критерию селективности выемки.

Вариант с разгрузкой в кровле характеризуется работой под защитным слоем при мощности верхних руд 3–5 м и не позволяет оставлять в недрах прослой, предъявляет повышенные требования к прочности твердеющих смесей и не позволяет оперативно реагировать на уменьшение мощности рудных тел.

Вариант с разгрузкой в почве характеризуется протяженностью фронта отработки. Для обеспечения соотношения между фронтами производится подготовка и выемка сначала нижних, а затем верхних руд, что позволяет оставлять не отбитым породный прослой мощностью не менее минимальной толщины потолочины.

В основу варианта с наклоном стенок камер на рудный массив положено соотношение размеров камер и угла наклона стенок. Наклоняя стенку на массив, увеличивают длину и высоту камеры без снижения устойчивости.

Для участков пониженной устойчивости рекомендуется создание предохранительного массива из твердеющей смеси на границе рудной залежи с зоной нарушенности, толщина которого рассчитывается из условия нагружения защемленной плиты.

При подаче смесей на магазинированную руду в первую стадию отбивают и выпускают руду из верхней части камеры, закладывают выработанное пространство, после чего извлекают руду из нижней части камеры. Нижняя часть камеры поддерживается магазинированной рудой, а в верхней части напряжения уменьшаются за счет сокращения времени существования выработанного пространства. Руда не пропитывается закладкой и не образует монолитной массы, потому что вяжущий раствор проникает вглубь руды не более чем на 0,5 м.

Эффективность опережающей разгрузки массивов складывается совместным влиянием геомеханических, экологических и экономических факторов разработки.

Сведения о поведении напряженно-деформированных массивов при отработке дают возможность оптимизировать технологии по фактору учета действующих напряжений.

Разгрузка массива от высоких напряжений целесообразна при сближении выработок на расстояние 8 м. Если это требование не соблюдается, разгрузка повышенных напряжений осуществляется созданием выше выработки защитного слоя.

Фронт очистных панелей должен опережать фронты смежных панелей на установленную для данных условий величину.

Эффективность управления разрабатываемыми массивами определяется совокупностью природных и технологических ресурсов, величиной наносимого горными работами ущерба и упущенной выгодой от нерационального использования недр.

Формализованная запись этого условия:

$$Y_6 - Y_T = f(P, Z),$$

где Y_6 – ущерб недрам при базовой технологии; Y_T – ущерб окружающей среде при технологии с разгрузкой массива; P – прибыль от использования технологии; Z – затраты на реализацию технологии.

Математическая модель эколого-экономической оценки технологий:

$$P = A(C - Z) - (Y_6 - Y_T).$$

Затраты могут быть определены методом последовательного перебора вариантов:

$$h_0 = f(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

где h_0 – оптимизируемый параметр; $x_1, x_2, \dots, x_n$ – переменные параметры.

Экономическая эффективность оптимизированных по фактору учета горного давления технологий:

$$\Delta = (\Sigma Z_6 - \Sigma Z_0)A.$$

Результаты исследования могут быть использованы при эксплуатации мощных месторождений ценных руд в сложных условиях для оптимизации технологий разработки в направлении снижения разубоживания руд.

Заключение

Разгрузка массивов от действующих напряжений позволяет снизить деформации массива и оставлять в недрах породные прослой, что повышает качество добытых руд.

Для месторождений талнахского рудного узла целесообразны варианты технологии с разгрузкой напряжений опережающей выемкой слоя по почве.

Эффективность отработки напряженно-деформированных массивов описывается моделью, увязывающей природные и технологические факторы разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белодедов А.А., Должиков П.Н., Легостаев С.О. Анализ механизма образования деформаций земной поверхности над горными выработками закрытых шахт // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2017. – № 1. – С. 160–169.
2. Геомеханические и аэрогазодинамические последствия подработки территорий горных отводов шахт Восточного Донбасса / Н.М. Качурин, Г.В. Стась, Т.В. Корчагина, М.В. Змеев // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2017. – Вып. 1. – С. 170–182.
3. Mining in the Arctic environment. A review from ecological, socioeconomic and legal perspectives / A. Tolvanen, P. Eilu, A. Juutinen, K. Kangas, M. Kivinen, M. Markovaara-Koivisto, A. Naskali, V. Salokannel, S. Tuulentie, Ju. Similä // Journal of Environmental Management. – 2019. – V. 23. – P. 832–844.
4. Голик В.И. Геомеханические аспекты комбинирования технологий разработки месторождений Садона // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 222–234.
5. Экологические особенности добычи руд в горах Кавказа / В.И. Голик, Н.Г.О. Валиев, А.А. Белодедов, С.О. Версиков // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 3–13.
6. Gasho E.G., Gasho I.A. Economics and ecology symbiosis: transition to principles of Best Available Techniques // Journal of physics: conference series. – 2018. – P. 22–24.
7. Utilization of mineral waste: a method for expanding the mineral resource base of a mining and smelting company / J. Rybak, S. Gorbatyuk, K. Bujanovna-Syuryun, A. Khairutdinov, Y. Tyulyaeva, P. Makarov // Metallurgist. – 2021. – V. 64. – P. 851–861.
8. Integrated instrumental monitoring of hazardous geological processes under the Kazbek volcanic center / V.B. Zaalishvili, D.A. Melkov, B.V. Dzeranov, F.S. Morozov, G.E. Tuaeve // International Journal of GEOMATE. – 2018. – № 15 (47). – P. 158–163.
9. Deformation response of roof in solid backfilling coal mining based on viscoelastic properties of waste gangue / P. Huang, J. Zhang, A.J.S. Spearing, M. Li, X. Yan, S. Liu // International journal of mining science and technology. – 2021. – V. 31. – № 2. – P. 279–289. DOI: 10.1016/j.ijmst.2021.01.004.
10. Acoustic emission monitoring technology for coal and gas outburst / Jiangong Li, Qianting Hu, Minggao Yu, Xuelong Li, Jie Hu, Huiming Yang // Energy Science & Engineering. – 2019. – V. 7. – Iss. 2. – P. 443–456.
11. К вопросу мониторинга геоэкологической опасности при геодинамическом взаимодействии объектов освоения недр / А.С. Батугин, С.В. Шевчук, С.С. Шерматова, И.В. Головкин, Бямбасурэн Зундуйжамц // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2021. – № 10-1. – С. 63–73.
12. Проблемы отработки предохранительных целиков при эксплуатации рудных месторождений / Н.Г. Валиев, В.Х. Беркович, В.Д. Пропп, К.В. Кокарев // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2018. – № 2. – С. 4–9.
13. Fanzhen Meng, Gui Yuan Wang L., Hui Zhou. Rock brittleness indices and their applications to different fields of rock engineering: a review // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. – 2021. – V. 13. – Iss. 1. – P. 221–247. DOI: 10.1016/j.jrmge.2020.06.008.
14. Исследование процесса деформирования массива горных пород в предохранительном целике / О.З. Габараев, И.А. Засеев, Ю.А. Майстров, А.О. Габараева // Труды СКГМИ (ГТУ). – 2021. – № 28. – С. 5–9.
15. Основные принципы получения, передачи и хранения информации о параметрах техногенного цикла горно-металлургического предприятия / Ю.С. Петров, Е.А. Хадзаратова, А.А. Соколов, Г.Х. Шарипзянова, А.В. Таскин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2020. – № 11-1. – С. 178–188.
16. Evaluation of mining-induced energy and rockburst prediction at a diamond mine in Canada using a full 3D elastoplastic finite element model / M. Sepehri, D.B. Apel, S. Adeeb, P. Leveille, R.A. Hall // Engineering Geology. – 2020. – V. 266. – P. 105–117. DOI: 10.1016/j.enggeo.2019.105457.
17. Aizhong Lu, Ning Zhang, Guisen Zeng. An extension failure criterion for brittle rock // Deep Rock Behaviour in Engineering Environments. – 2020. – V. 2020. – P. 1–12. DOI: 10.1155/2020/8891248.
18. Bosikov I.I., Klyuev R.V., Dmitrak Yu.V. Analysis of hazardous processes in the natural-industrial system // Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals. – London: Taylor & Francis Group, 2021. – P. 422–429.
19. Протосеня А.Г., Куранов А.Д. Методика прогнозирования напряженно-деформированного состояния горного массива при комбинированной разработке Коашвинского месторождения // Горный журнал. – 2015. – № 1. – С. 67–71.
20. Прогнозирование геомеханического состояния массива при отработке соляных месторождений с закладкой / Я. Рыбак, М.М. Хайрутдинов, Д.А. Кузиев, Ч.Б. Конгар-Сюрюн, Н.В. Бобырь // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253. – С. 61–70.
21. Naithani A.K. Rock mass classification and support design using the Q-system // Journal of the Geological Society of India. – 2019. – № 94 (4). – P. 443. DOI: 10.1007/s12594-019-1336-0.
22. Khairutdinov A., Paleev I., Artemov S. Replacement of traditional components of the waste mixture with man-made waste // IOP Conf. Ser. Earth Environment. Sci. – 2021. – V. 942. – 012005. URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/942/1/012005> (дата обращения 15.01.2023).
23. Li C.C. Dynamic rock support in burst-prone rock masses // Geomechanics and Geodynamics of Rock Masses: Proceedings of the 2018 European Rock Mechanics Symposium. – London: Taylor & Francis Group, 2018. – V. 1. – P. 47–62.

Поступила: 10.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 20.03.2023 г.

Информация об авторах

Голик В.И., доктор технических наук, профессор кафедры металлургии Московского политехнического университета; доктор технических наук, главный научный сотрудник Геофизического института Владикавказского научного центра.

UDC 504.55.054:622(470.6)

CONTROLLING STRESS-DEFORMED TALNAKH ARRAYS BY STRESS UNLOADING

Vladimir I. Golik^{1,2},
v.i.golik@mail.ru

¹ Moscow Polytechnic University,
38, B. Semenovskaya street, Moscow, 107023, Russia.

² Geophysical Institute of Vladikavkaz Scientific Center,
93a, Markov street, Vladikavkaz, 362002, Russia.

Relevance. Underground mining of rock massifs of powerful deposits on deep horizons is accompanied by geomechanical phenomena, which are prevented by the construction of artificial structures made of solid mixtures in the developed space. Controlling geomechanics of the massif increases the completeness of subsoil use and is an actual direction of mining production.

Objective: detailing the array state management technology by rationally regulating the voltages in the array.

Object: arrays of deposits of the Talnakh ore node.

Methods: modeling and experiment, the results of which are the basis for the development of a model and recommendations.

Results. The paper introduces the assessment of the behavior of natural and artificial massifs differentially for the main deposits of the ore node. The regularities of combining options for unloading arrays from critical stresses are established: with overworking and with a protective layer underworking. The principles of optimization of ore mining technology taking into account the geomechanical features of the arrays are summarized. Measures to increase the volumetric compression of filling mixtures for variants of chamber systems of development are recommended. The results of modeling the influence of the volumes of rock inclusions on the efficiency of field development are presented. A model of ecological and economic assessment of technologies is proposed, taking into account the costs of creating protective layers and reducing the dilution of ores. Unloading of arrays from stresses provides an opportunity to regulate the stress level with a decrease in deformations, including during selective excavation of ores with the abandonment of rock layers in the bowels.

Conclusions. Unloading arrays from operating stresses is an effective measure to solve the main problems of subsurface use at the same time. The implementation of this direction in the conditions of localization of the Talnakh ore deposits can be carried out by advanced excavation of the soil layer. The efficiency of working out stress-deformed arrays is achieved by the rational interaction of natural and technological factors of development.

Key words:

deposits, arrays, stresses, unloading, economy, environment, management.

REFERENCES

1. Zaalishvili V.B., Nevskaya N.I., Nevskii L.N., Shempelev A.G. Geophysical fields above volcanic edifices in the North Caucasus. *J. Volcanolog. Seismol.*, 2015, vol. 9, pp. 333–338.
2. Kachurin N.M., Stas G.V., Korchagina T.V., Zmeev M.V. Geomechanical and aerogasodynamic consequences of mining the territories of mining branches of the mines of Eastern Donbass. *Izvestiya Tula State University. Earth sciences*, 2017, Iss. 1, pp. 170–182. In Rus.
3. Tolvanen A., Eilu P., Juutinen A., Kangas K., Kivinen M., Markovaara-Koivisto M., Naskali A., Salokannel V., Tuulentie S., Similä Ju. Mining in the Arctic environment. A review from ecological, socio-economic and legal perspectives. *Journal of Environmental Management*, 2019, vol. 23, pp. 832–844.
4. Golik V.I. Geomechanical aspects of combining technologies for the development of Sadon devices. *Izvestiya Tula State University. Earth sciences*, 2022, no. 2, pp. 222–234. In Rus.
5. Golik V.I., Valiev N.G.O., Belodedov A.A., Versilov S.O. Ecological peculiarities of ore mining in the Caucasus mountains. *Izvestiya Tula State University. Earth sciences*, 2022, no. 2, pp. 3–13. In Rus.
6. Gasho E.G., Gasho I.A. Economics and ecology symbiosis: transition to principles of Best Available Techniques. *Journal of physics: conference series*, 2018, pp. 22–24.
7. Rybak J., Gorbatyuk S., Bujanovna-Syuryun K., Khairutdinov A., Tyulyaeva Y., Makarov P. Utilization of mineral waste: a method for expanding the mineral resource base of a mining and smelting company. *Metallurgist*, 2021, vol. 64, pp. 851–861.
8. Zaalishvili V.B., Melkov D.A., Dzeranov B.V., Morozov F.S., Tuayev G.E. Integrated instrumental monitoring of hazardous geological processes under the Kazbek volcanic center. *International Journal of GEOMATE*, 2018, vol. 15 (47), pp. 158–163.
9. Huang P., Zhang J., Spearing A.J.S., Li M., Yan X., Liu S. Deformation response of roof in solid backfilling coal mining based on viscoelastic properties of waste gangue. *International journal of mining science and technology*, 2021, vol. 31, no. 2, pp. 279–289. DOI: 10.1016/j.ijmst.2021.01.004.
10. Jiangong Li, Qianting Hu, Minggao Yu, Xuelong Li, Jie Hu, Huiming Yang. Acoustic emission monitoring technology for coal and gas outburst. *Energy Science & Engineering*, 2019, vol. 7, Iss. 2, pp. 443–456.
11. Zaalishvili V.B., Kanukov A.S., Melkov D.A., Makiev V.D., Dzubelova L.V. Development of a unified model of geoinformation system for city planning and integration. *International Journal of GEOMATE*, 2018, vol. 15, no. 51, pp. 160–166.
12. Valiev N.G., Berkovich V.Kh., Propp V.D., Kokarev K.V. Problems of working off pre-storage targets during the exploitation of ore deposits. *News of higher educational institutions. Mining magazine*, 2018, no. 2, pp. 4–9. In Rus.
13. Fanzhen Meng, Gui Yuan Wang L., HuiZhou. Rock brittleness indices and their applications to different fields of rock engineering: a review. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2021, vol. 13, Iss. 1, pp. 221–247. DOI: 10.1016/j.jmge.2020.06.008.
14. Gabaraev O.Z., Zasseev I.A., Maistrov Yu.A., Gabaraeva A.O. Investigation of the deformation process of a rock mass in a safety target. *Proceedings of the SCGMI (GTU)*, 2021, no. 28, pp. 5–9. In Rus.
15. Petrov Yu.S., Hadzaragova E.A., Sokolov A.A., Sharipzyanova G.H., Taskin A.V. Basic principles of obtaining, transmitting and storing information about the parameters of the technological cycle of a mining and metallurgical enterprise. *Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2020, no. 11-1, pp. 178–188. In Rus.
16. Sepehri M., Apel D. B., Adeeb S., Leveille P., Hall R. A. Evaluation of mining-induced energy and rockburst prediction at a diamond mine in Canada using a full 3D elastoplastic finite element model. *Engineering Geology*, 2020, vol. 266, pp. 105–117. DOI: 10.1016/j.enggeo. 2019.105457.
17. Aizhong Lu, Ning Zhang, Guisen Zeng. An extension failure criterion for brittle rock. *Deep Rock Behaviour in Engineering Envi-*

- ronments, 2020, vol. 2020, pp. 1–12. DOI: 10.1155/2020/8891248.
18. Bosikov I.I., Klyuev R.V., Dmitrak Yu.V. Analysis of hazardous processes in the natural-industrial system. *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*. London, Taylor & Francis Group, 2021. pp. 422–429.
19. Protosenya A. G., Kuranov A.D. Methodology for predicting the stress-strain state of a mountain massif during the combined development of the Koashvinsky deposit. *Mining Journal*, 2015, no. 1, pp. 67–71. In Rus.
20. Rybak Ya., Khairutdinov M.M., Kuziev D.A., Kongar-Suryun Ch.B., Bobyr N.V. Forecasting the geomechanical state of the massif during the development of salt deposits with a bookmark. *Notes of the Mining Institute*, 2022, vol. 253, pp. 61–70. In Rus.
21. Naithani A.K. Rock mass classification and support design using the Q-system. *Journal of the Geological Society of India*, 2019, vol. 94, pp. 443. DOI: 10.1007/s12594-019-1336-0.
22. Khairutdinov A., Paleev I., Artemov S. Replacement of traditional components of the waste mixture with man-made waste. *IOP Conf. Ser. Earth Environment. Sci*, 2021, vol. 942, 012005. Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/942/1/012005> (accessed 15 January 2023).
23. Li C.C. Dynamic rock support in burst-prone rock masses. *Geomechanics and Geodynamics of Rock Masses. Proceedings of the 2018 European Rock Mechanics Symposium*. London, Taylor & Francis Group, 2018. Vol. 1, pp. 47–62.

Received: 10 February 2023.

Reviewed: 20 March 2023.

Information about the authors

Vladimir I. Golik, Dr Sc., professor, Moscow Polytechnic University; chief researcher, Geophysical Institute of Vladikavkaz Scientific Center.

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ДИАГНОСТИРОВАНИЮ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Сушков Валерий Валентинович¹,
sushkovvv@tyuiu.ru

Сухачев Илья Сергеевич¹,
suhachevis@tyuiu.ru

Сидоров Сергей Владимирович¹,
sidorovsv@tyuiu.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Актуальность. Аварийность электротехнического комплекса отходящих линий электропередачи связана с возникновением повреждений линейной изоляции и возникающими при этом переходными процессами, характеризующимися наличием высших гармонических составляющих токов и напряжения, которые снижают надёжность и энергоэффективность работы электрооборудования нефтегазовых предприятий: ухудшают механические характеристики и КПД электродвигателей, ускоряют старение их изоляции, нарушают функционирование систем управления и противоаварийной автоматики, диагностических систем реального времени и других электронных устройств. Одной из причин высокой аварийности, отключений и аварийных ремонтов в электротехнических комплексах отходящих линий электропередачи нефтегазовых предприятий является возникновение однофазных замыканий на землю. Известно, что на достоверность способов определения места возникновения однофазного замыкания на землю оказывают влияние большое количество изменяющихся факторов: параметры режима работы линии электропередачи, её конструктивные и электрические параметры, вид повреждения, величина переходного сопротивления, сопротивление грунта и прочие. Введение в алгоритмы определения места повреждения линии электропередачи усреднённых значений ряда перечисленных факторов независимо от изменения влажности грунта и воздуха, его температуры и прочего обуславливает погрешность способов определения места повреждения до 30 %. Таким образом, актуальны исследования, направленные на разработку способа определения места повреждения воздушной линии электропередачи с изолированной нейтралью при однофазных замыканиях на землю на основе алгоритма обработки данных цифровых подстанций с учётом параметров опор и природно-климатических факторов.

Цель: повышение надёжности электрических сетей и обеспечение электроэнергией потребителей требуемого качества за счёт применения цифровой системы поиска места повреждения в электротехническом комплексе отходящих линий электропередачи.

Методы: математическое описание линии электропередачи с учётом её конструктивных особенностей и природно-климатических факторов на основе метода зеркальных изображений; математическое описание установившихся и переходных режимов работы линии электропередачи с учётом собственных и взаимных параметров проводов; анализ Фурье токов и напряжений линии электропередачи; апробация разработанного способа определения места однофазного замыкания на землю в электрической сети энергетической компании Тюменской области.

Результаты. Разработан способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью, отличающийся тем, что сначала по соответствиям между величинами напряжений обратной последовательности фазных напряжений на вводе трансформаторных подстанций идентифицируют повреждённое ответвление воздушной линии электропередачи и затем вдоль него определяют расстояние до места возникновения однофазного замыкания на землю на основе резонансных частот линии с учётом её конструктивных особенностей и природно-климатических факторов.

Ключевые слова:

Электротехнический комплекс, качество электроэнергии, надёжность электроснабжения, цифровая подстанция, математическое моделирование, интеллектуальный комплекс обработки данных.

Введение

Среди основных причин изменения параметров качества электрической энергии выделяют возникновение аварийных режимов в электротехническом комплексе отходящих линий электропередачи. Так, однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются основным видом электрических повреждений и по разным оценкам достигают значений порядка 70 % от общего числа всех повреждений в соответствии с опытом эксплуатации электрических сетей с изолированной нейтралью напряжением 6(10) кВ.

Несмотря на масштабные исследования, существующие методики выявления ОЗЗ, применяемые в

данное время в большинстве электротехнических комплексов отходящих линий электропередачи нефтегазовых предприятий, практически не учитывают изменения геометрических и электрических характеристик линии, а также климатические факторы, влияющие на достоверность определения места повреждения (ОМП) электрических сетей [1–11]. Методики ОМП ориентированы на имеющиеся средства релейной защиты, тогда как применение технологии цифровых подстанций позволяет оперировать большим количеством данных, что обеспечивает более эффективную работу как первичного и вторичного оборудования подстанции, так и всей энергосистемы.

В концепции «Цифровой подстанции» устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) обычно дополнены функциями информационно-измерительной системы, что позволяет измерять в векторной форме токи и напряжения, а также записывать и накапливать информацию об аварийных режимах работы электрооборудования и собственных срабатываниях. Таким образом, возможно применение данных, регистрируемых устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики, в процессе диагностирования места повреждения воздушной линии электропередачи (ЛЭП). Это позволит исключить имеющееся противоречие, связанное с отсутствием в концепции «Цифровой подстанции» системы мониторинга параметров и диагностирования состояния ЛЭП, учитывающие влияние сложной топологии электрической сети и других осложняющих факторов обнаружения ОЗЗ, несмотря на актуальность и практическую значимость методик ОМП.

Постановка проблемы

Известно, что перенапряжения разделяют на междофазные, внутрифазные и между контактами коммутационных аппаратов. Междофазные перенапряжения приводят к повреждению и пробоем линейной изоляции, внутрифазные – к повреждению и пробоем обмоток трансформаторов и электродвигателей, перенапряжения между контактами коммутационных аппаратов приводят к сокращению их ресурса.

На основе анализа статистических данных получено следующее распределение причин повреждений ЛЭП 6–10 кВ: 42 % составляют атмосферные перенапряжения, 12 % связаны с изменением свойств грунта, 11 % – с коммутационными перенапряжениями, по 9 % – гололёдные образования и «пляска» проводов, 7 % – с ветровой нагрузкой; доля повреждений, связанных с температурными условиями, вибрационной нагрузкой и составом воздуха, не превышает одного процента.

Анализ современных микропроцессорных устройств РЗА, применяемых в России, показал, что основную долю рынка – 24,3 % – составляют микропроцессорные устройства РЗА Siemens и 22,9 % – ЭКРА. Следует отметить, что они не в полной мере учитывают геометрические параметры ЛЭП и изменения её электрических параметров под влиянием климатических факторов.

Таким образом, проблема исследования заключается в разработке перспективного способа определения места повреждения ЛЭП, учитывающего сложную топологию электрической сети с изолированной нейтралью и использующего диагностические признаки возникновения ОЗЗ, математические методы обработки токов и напряжений на основе технологии «Цифровой подстанции».

Объект и методы исследования

Объектом исследования является часть электрической сети древовидной структуры с изолированной нейтралью напряжением 6(10) кВ.

Построен алгоритм определения зависимости резонансных частот с учётом влияния климатических

факторов и конструктивных особенностей электрической сети от места возникновения ОЗЗ в ЛЭП для выделения диагностического признака обнаружения и локализации места повреждения.

Разработан способ определения места повреждения ЛЭП в электрических сетях с изолированной нейтралью, включающий следующие этапы [12]:

1. Определение ответвления (фидера) ЛЭП, на котором произошло ОЗЗ.
2. Определение расстояния до места возникновения ОЗЗ для выделенного ответвления ЛЭП.

В основу способа определения места повреждения ЛЭП в электрических сетях с изолированной нейтралью положен следующий алгоритм:

1. Получить в требуемом формате (например, COMTRADE) массив данных с цифровых приборов контроля качества и учёта электроэнергии в составе современных цифровых подстанций. Минимальный состав массива данных должен включать информацию о синхронизированных по времени величинах фазных напряжений и токов на вводе цифровых подстанций электротехнического комплекса отходящих линий электропередачи нефтегазового предприятия.
2. В случае отсутствия в массиве данных информации о величинах напряжений обратной последовательности фазных напряжений их необходимо рассчитать.
3. Установить соответствие между величинами напряжений обратной последовательности фазных напряжений на вводе цифровых подстанций и ответвлением (фидером) ЛЭП, на котором произошло ОЗЗ.
4. Вычислить спектр фазных напряжений и токов, сохранённых в массиве данных, и определить резонансную частоту $f_{\text{ОЗЗ}}$ повреждённой ЛЭП.
5. Вычислить резонансную частоту $f_{\text{рез}}$ ЛЭП в нормальном режиме работы, используя её математическую модель, учитывающую конструктивные особенности линии и природно-климатические факторы.
6. Используя величины $f_{\text{ОЗЗ}}$ и $f_{\text{рез}}$, вычислить расстояние до места возникновения ОЗЗ вдоль установленного ответвления (фидера) ЛЭП.

Для реализации первого пункта алгоритма поиска места возникновения ОЗЗ в ЛЭП необходимо, чтобы ячейки цепей трансформаторных подстанций были укомплектованы приборами контроля качества и учёта электроэнергии, регистрирующими мгновенные значения фазных напряжений и токов с привязкой ко времени и формирующими из них массив данных.

Во втором пункте алгоритма обратная последовательность фазных напряжений на вводе каждой цифровой подстанции электротехнического комплекса отходящих линий электропередачи нефтегазового предприятия рассчитывается следующим образом. Сначала к трём входным сигналам фазных напряжений применяется анализ Фурье на интервале одного периода и оцениваются векторные значения U_a , U_b и U_c на основной частоте 50 Гц. Затем выполняется преобразование величин для получения напряжения обратной последовательности:

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{3}(\dot{U}_a + a^2 \cdot \dot{U}_b + a \cdot \dot{U}_c),$$

где $a = e^{j2\pi/3}$ – комплексный оператор.

В узлах электрической сети, работающей в том числе в симметричном режиме, возникновение ОЗЗ сопровождается образованием несимметричной трёхфазной системы напряжений [13, 14], которую, согласно методу симметричных составляющих, можно представить эквивалентной совокупностью прямой, обратной и нулевой последовательностей. Известно, что величина напряжения обратной последовательности зависит от индуктивностей фаз ЛЭП, которые определяются исключительно исходя из геометрических размеров петель, образованных линейными проводами. На основании этого в третьем пункте алгоритма установлены следующие соответствия между величинами напряжений обратной последовательности фазных напряжений на вводе цифровых подстанций и ответвлением (фидером) ЛЭП, на котором произошло ОЗЗ:

- при ОЗЗ на магистрали электрической сети напряжения обратной последовательности значительно ниже на каждой трансформаторной подстанции, подключённой до места повреждения, чем на подстанциях за местом повреждения;
- при ОЗЗ на ответвлении (фидере) ЛЭП наибольшее напряжение обратной последовательности соответствует трансформаторной подстанции, подключённой к повреждённому ответвлению;

В четвёртом пункте алгоритма вычисляются спектры фазных напряжений и токов на вводе цифровых подстанций электротехнического комплекса отходящих линий электропередачи нефтегазового предприятия прямым преобразованием Фурье.

Сначала через интервал времени Δt берётся выборка анализируемого сигнала из массива данных с цифровых приборов контроля качества и учёта электроэнергии. Согласно теореме Котельникова верхний предел частоты в спектре анализируемого сигнала должен быть равен $1/(2\Delta t)$, т. к. все частоты, превышающие половину частоты дискретизации, отража-

ются относительно неё и переносятся на более низкие частоты, что приводит к возникновению эффекта наложения, искажающего исходный спектр. Затем к элементам выборки применяется прямое преобразование Фурье и формируется спектр сигнала, на основании которого определяется резонансная частота f_{033} повреждённой ЛЭП

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-j \frac{2\pi i}{N} kn},$$

где N – количество значений сигнала, измеренных за период, а также количество компонент разложения; x_n – измеренные значения сигнала в дискретных временных точках с номерами n от 0 до $N-1$; X_k – комплексные амплитуды высших гармонических составляющих, формирующих исходный сигнал; k – номер высшей гармонической составляющей сигнала.

В пятом пункте алгоритма резонансная частота ЛЭП в нормальном режиме работы $f_{рез}$ определяется из условия возникновения резонанса [15–17] путём численного решения системы уравнений с использованием математической модели, построенной на базе схемы замещения пролёта ЛЭП, приведённой на рис. 1:

$$\begin{cases} -\frac{\partial u_k}{\partial x} = L_k \frac{\partial i_k}{\partial t} + R_k i_k + \sum_{m=1}^3 L_{km} \frac{\partial i_m}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_k}{\partial x} = C_k \frac{\partial u_m}{\partial t} + \frac{u_k}{R_k} + \sum_{m=1}^3 C_{km} \frac{\partial (u_k - u_m)}{\partial t} + \sum_{m=1}^3 \frac{u_k - u_m}{R_{km}}. \end{cases} \quad (1)$$

Следует отметить, что в процессе математического описания воздушная линия электропередачи разбивается на участки с одинаковыми конструктивно-техническими параметрами (по типу опор, марке проводов и т. п.).

Подход к корректировке первичных параметров ЛЭП с учётом её конструктивных особенностей и климатических факторов позволяет повысить точность определения места однофазного замыкания на землю в электрических сетях напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью.

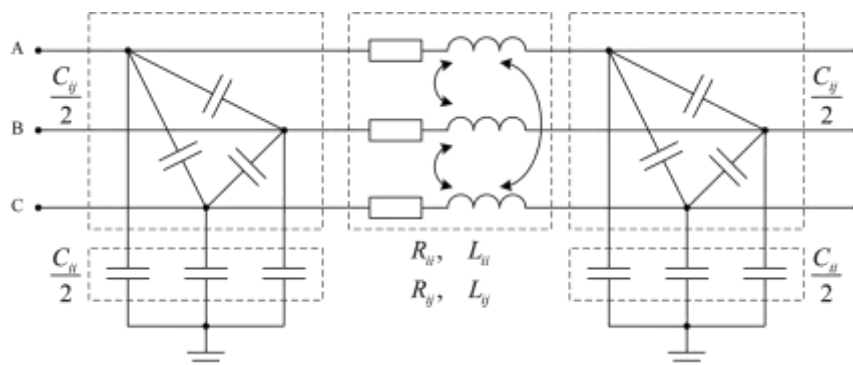


Рис. 1. Схема замещения пролёта воздушной линии электропередачи

Fig. 1. Transmission line circuit

В соответствии с методом зеркальных изображений, расчётная схема трёхфазной ЛЭП изображена на рис. 2, формулы расчёта первичных параметров ЛЭП

приведены в табл. 1. Расстояния между проводами и поверхностью земли определяются геометрическими параметрами опоры.

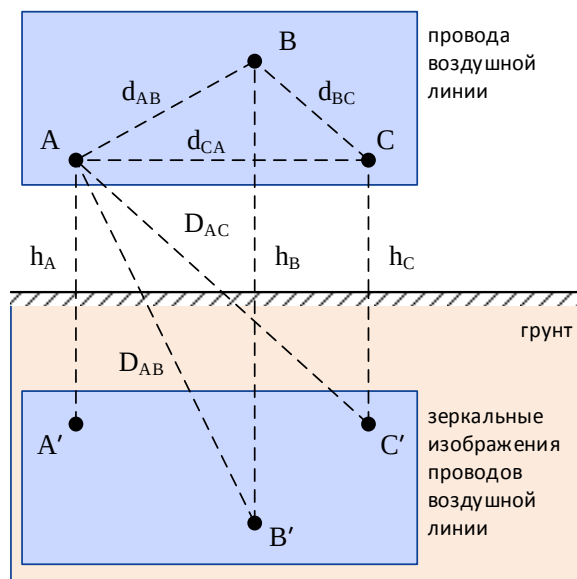


Рис. 2. Расчётная схема ЛЭП: h_i, h_k – высота проводов i, k над поверхностью земли; d_{ik} – расстояние между проводами i и k ; D_{ik} – расстояние между проводом i и зеркальным изображением провода k

Fig. 2. Three-phase transmission line circuit: h_i, h_k – conductor height i, k above ground; d_{ik} – distance between conductors i and k ; D_{ik} – distance between conductor i and earth return conductor k

В математическом описании первичных параметров ЛЭП, согласно табл. 1, применяются поправочные интегралы Карсона $\Delta R_{ii}, \Delta R_{ik}, \Delta L_{ii}, \Delta L_{ik}$, необходимые для учёта влияния удельного сопротивления грунта при расчётах электромагнитного состояния линии [18–20]. В разработанном способе предлагается вместо поправочных интегралов Карсона производить корректировку первичных параметров ЛЭП поправочными величинами $\delta R, \delta L$ и δC исходя из её конструктивных особенностей, природно-климатических факторов и удельного сопротивления грунта района размещения:

$$\begin{aligned} R_{\text{коррект}} &= R \sum (1 + \delta R); \\ L_{\text{коррект}} &= L \sum (1 + \delta L); \\ C_{\text{коррект}} &= C \sum (1 + \delta C). \end{aligned} \quad (2)$$

Графики зависимостей поправочных величин $\delta R, \delta L, \delta C$ первичных параметров ЛЭП от температуры и влажности окружающей среды, атмосферного давления и удельного сопротивления грунта приведены на

Таблица 1. Параметры схемы замещения ЛЭП

Table 1. Transmission line circuit parameters

Собственные и взаимные частичные сопротивления (Ом/км) Self and mutual resistance terms (Ω/km)	Собственные и взаимные частичные индуктивности (Гн/км) Self and mutual inductance terms (H/km)	Собственные и взаимные частичные потенциальные коэффициенты (км/Ф) и ёмкости (Ф/км) Self and mutual potential coefficients terms (km/F) and capacitance terms (F/km)
$R_{ii} = R_i + \Delta R_{ii}$ $R_{ik} = \Delta R_{ik}$	$L_{ii} = L_i + \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \lg \frac{2h_i}{r_i} + \Delta L_{ii}$ $L_{ik} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \lg \frac{D_{ik}}{d_{ik}} + \Delta L_{ik}$	$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \cdot \lg \frac{2h_i}{r_i}$ $P_{ik} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \cdot \lg \frac{D_{ik}}{d_{ik}}$ $[C] = [P]^{-1}$

рис. 3, при этом участки характеристик синего цвета соответствуют положительным приращениям, а красного – отрицательным.

Известно, что удельное активное сопротивление провода определяется площадью его поперечного сечения и удельным сопротивлением материала; удельная индуктивность и удельная электрическая ёмкость провода зависят от его сечения и геометрического расположения относительно друг друга и поверхности земли; также в зависимости от состава, пористости, влажности, температуры, наличия химических загрязнителей удельное сопротивление грунтов изменяется в очень широких пределах. При этом указанные в справочной литературе физические величины нормированы и не учитывают сезонные изменения природно-климатических факторов.

Анализ характеристик, приведённых на рис. 3, показал, что наиболее значительные погрешности определения первичных параметров ЛЭП связаны со следующими факторами: температурой – до 32,5 % при расчёте активного сопротивления, удельным сопротивлением грунта – до 27 % при расчёте индуктивности; остальными воздействиями природно-климатических факторов и удельного сопротивления грунта на первичные параметры ЛЭП при расчёте в первом приближении можно пренебречь.

В последнем пункте алгоритма вычисляется расстояние до места возникновения ОЗЗ вдоль установленного ответвления воздушной линии электропередачи по первой резонансной гармонике [21]:

$$x = \frac{f_{\text{рез}}}{f_{\text{ОЗЗ}}} \cdot l, \quad (3)$$

где x – расстояние до места повреждения от конца линии (точки регистрирования параметров); l – длина линии.

В предлагаемом способе определения места повреждения ЛЭП цифровая система определения места однофазного замыкания на землю (ОМОЗЗ) включает следующие функциональные блоки (рис. 4): блок детектирования однофазного замыкания на землю – 1, блок вычисления первичных параметров воздушной линии электропередачи – 2, блок корректировки первичных параметров воздушной линии электропередачи – 3, блок вычисления расстояния до места однофазного замыкания на землю – 4.

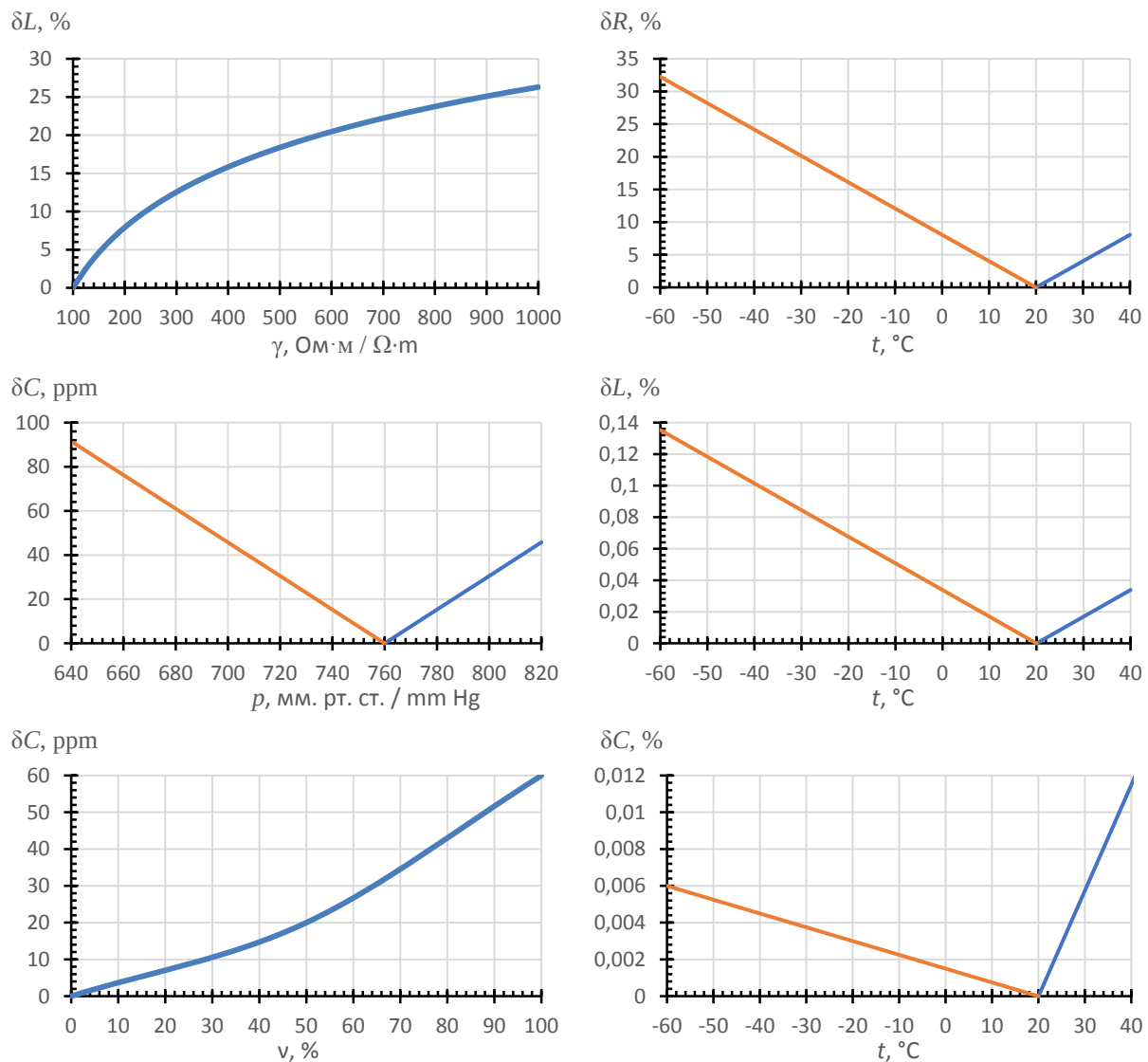


Рис. 3. Графики зависимостей поправочных величин первичных параметров ЛЭП (активного сопротивления δR , индуктивности δL и ёмкости δC) от температуры t , влажности v окружающей среды, атмосферного давления p и удельного сопротивления γ грунта

Fig. 3. Plots of dependences of relative errors of transmission line circuit parameters (active resistance δR , inductance δL and capacitance δC) on ambient temperature t , ambient humidity v , atmosphere pressure p and ground resistivity γ

Известны монтируемые в комплектных распределительных устройствах трансформаторных подстанций (ТП) технические устройства [21–24] измерения и передачи в автоматизированную систему управления по стандарту МЭК-61850 величин фазных напряжений и токов, напряжения обратной последовательности присоединения. На основе принятых с каждой ТП электрической сети величин напряжений обратной последовательности блок детектирования однофазного замыкания на землю определяет ответвление линии электропередачи с однофазным замыканием на землю, которой соответствует максимальная величина напряжения обратной последовательности.

Известные методы определения расстояния до места повреждения линии электропередачи [25–37] оперируют первичными параметрами линии электропе-

редачи: сопротивлением, индуктивностью, ёмкостью, от точности вычисления которых зависит точность получаемого результата.

Блок вычисления первичных параметров воздушной линии электропередачи выполняет расчёты с учётом её конструктивных особенностей: длины пролёта, высоты подвеса проводов, длин траверс и габарита проводов.

Блок корректировки первичных параметров воздушной линии электропередачи корректирует продольное активное сопротивление проводов, собственные и взаимные индуктивности, ёмкости на землю и взаимные ёмкости проводов с учётом изменения температуры окружающей среды, влажности воздуха (климатических факторов) и удельного сопротивления грунта по результатам измерений или в соответствии с картой почв.

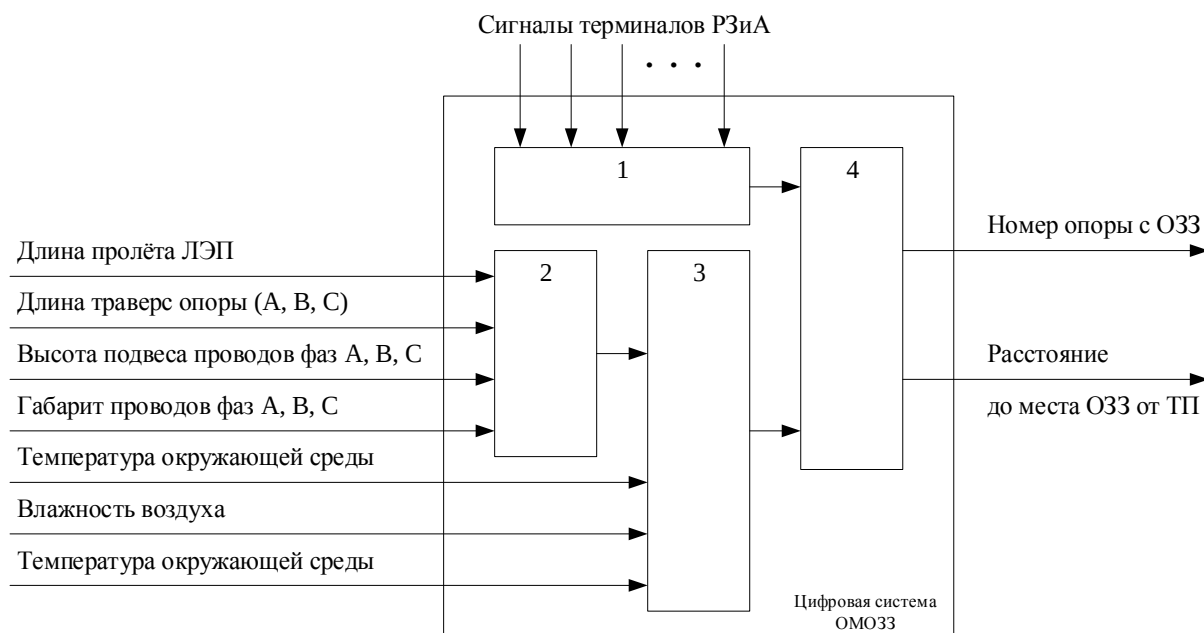


Рис. 4. Схема функционального блока цифровой системы определения места однофазного замыкания на землю

Fig. 4. Functional block diagram of the phase-to-ground fault location digital system

Блок вычисления расстояния до места ОЗЗ определяет расстояние до места ОЗЗ согласно одному из методов ОМП на основе результатов работы блока корректировки первичных параметров воздушной линии электропередачи.

Для подтверждения теоретических выкладок были проведены промышленные испытания на базе Юргамышского РЭС филиала Западные электрические сети АО «СУЭНКО» по определению места повреждения на линии 10 кВ с имитацией ОЗЗ. Место испытания: подстанция (ПС) 35/10 кВ «Кипель», ВЛ 10 кВ «Рождественка». Приборы, используемые при испытаниях: устройство определения места повреждения «Сириус-2-ОМП» производства «Радиус Автоматика» и цифровой измерительный прибор «ИРИС» производства «Микро-

процессорные технологии». Целью проведения испытаний является проверка на соответствие расстояния до места повреждения линии, полученного согласно методики фактического расстояния до места повреждения.

В ходе подготовки на ВЛ 10 кВ «Рождественка» (рис. 5) были назначены четыре точки для проведения имитации однофазного замыкания на землю:

- 1) ТП 10 кВ КП 4-7 Поселок (14,5 км от ПС «Кипель»);
- 2) ТП 10 кВ КП 4-9 Зерноток (14,42 км от ПС «Кипель»);
- 3) ВЛ 10кВ «Рождественка» опора 77 (5,4 км от ПС «Кипель»);
- 4) ВЛ 10кВ «Рождественка» опора 1 (0,01 км от ПС «Кипель»).

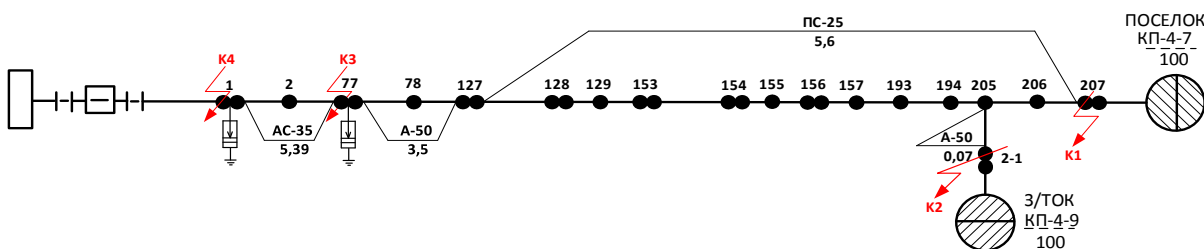


Рис. 5. Поопорная схема ВЛ-10кВ «Рождественка» от ПС 35/10 кВ ПС «Кипель»

Fig. 5. Transmission line towers diagram of the 10 kV Rozhdestvenka overhead line from the 35/10 kV of the Kipel substation

Согласно методике проведения испытания, для имитации ОЗЗ на выбранные точки устанавливали переносное заземление на одну фазу (В). Фиксация фазных напряжений и токов при осуществлении замыкания производилась приборами «Сириус-2-ОМП» и «ИРИС», предварительно установленными в ячейке вторичных цепей В-10 кВ «Рождественка» (рис. 6), а для первых двух измерений приборы дополнительно устанавливались в ТП 10 кВ.

В качестве примера рассмотрим испытания на точке К2: ТП 10 кВ КП 4-9 Зерноток. Бригадой оперативного персонала было установлено переносное заземление на ВЛ-10 кВ на фазу «В». После установки переносного заземления на ПС «Кипель» отключили заземляющие ножи на В-10 кВ, включили линейный разъединитель и В-10 кВ. После имитации однофазного замыкания на землю прибор «ИРИС», установленный на ТП 10 кВ КП 4-7 Поселок, и «Сириус-2-ОМП»,

установленный во вторичных цепях В-10 кВ, зафиксировали замыкание в линии и записали осциллограммы

напряжений и токов в формате COMTRADE. Фрагмент массива записанных данных приведён в табл. 2.

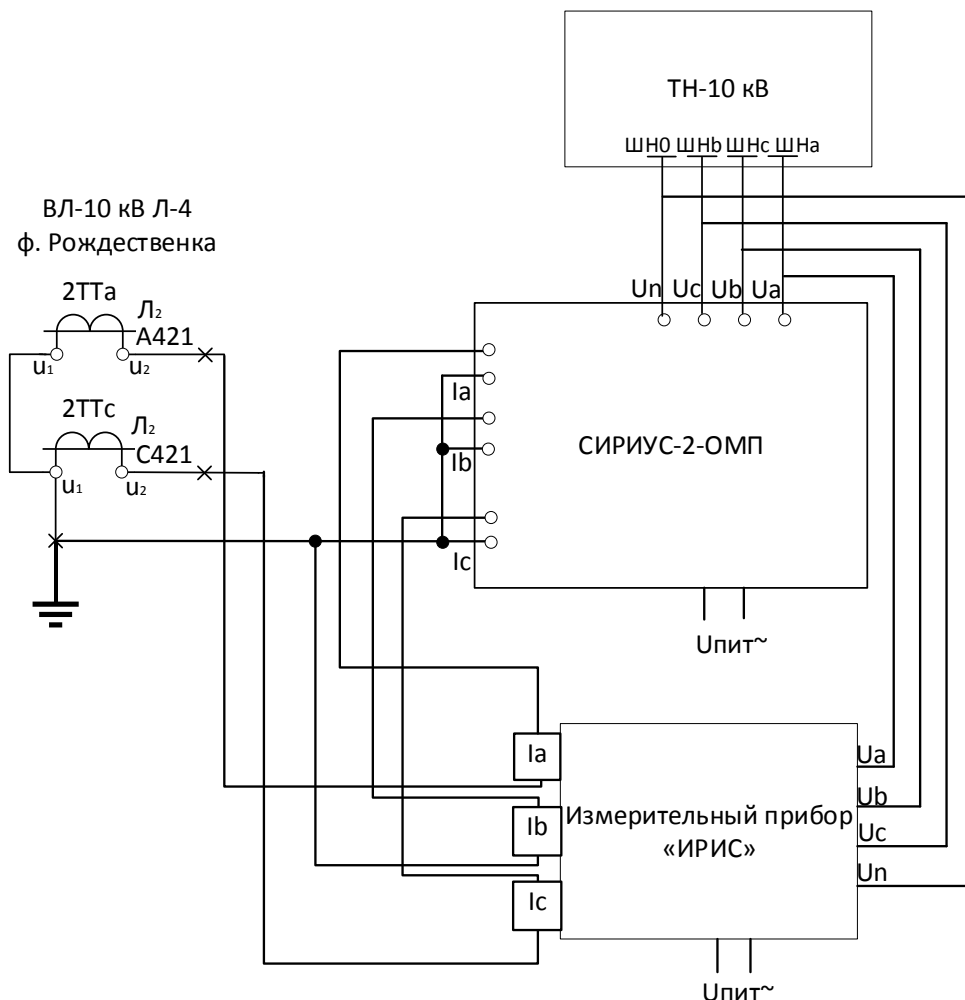


Рис. 6. Схема подключения ИРИС и Сириус-ОМП на ПС «Купель»

Fig. 6. Connection circuit of IRIS and Sirius-OMP devices at Kipel substation

Таблица 2. Фрагмент массива данных с цифровых приборов контроля качества и учёта электроэнергии

Table 2. Dataset fragment from digital devices of quality control and electricity metering

Номер записи в массиве данных Dataset record number	Метка времени, мкс Time stamp, μs	i_a	i_b	i_c	u_a	u_b	u_c
		о.е./пу					
1	0	1	-2	0	-1817	300	1525
2	1000	0	-3	-1	-1529	-356	1897
3	2000	0	-1	-1	-1057	-839	1895
4	3000	-2	-1	0	-459	-1439	1864
5...	4000	-1	-2	0	129	-1801	1605

В соответствии с табл. 2 интервал времени выборки анализируемого сигнала $\Delta t=1000$ мкс, следовательно, верхний предел частоты в спектре анализируемого сигнала равен $1/(2\Delta t)=500$ Гц. Результат применения к элементам выборки прямого преобразования Фурье приведён на рис. 7 в виде фазо-частотной характеристики (ФЧХ) отношения фазного напряжения к фазному току повреждённой воздушной линии электропередачи.

Из рис. 7 следует, что первая резонансная частота повреждённой фазы (b) воздушной линии электропередачи составляет $f_{033}=79,602$ Гц.

Для вычисления резонансной частоты $f_{\text{рез}}$ воздушной линии электропередачи в нормальном режиме работы разобьём воздушную линию электропередачи (рис. 5) на участки в зависимости от марки применяемого провода: участок 1 (провод АС-35) – опоры с номерами 1–77, участок 2 (провод А-50) – опоры с номерами 77–127, участок 3 (провод А-50) – от опоры номер 205 до КП-4-9, участок 4 (провод ПС-25) – опоры с номерами 127–207. Тип опор на каждом участке: ПС10П-27М. Результаты расчёта первичных параметров воздушной линии электропередачи по формулам табл. 1 сведены в табл. 3.

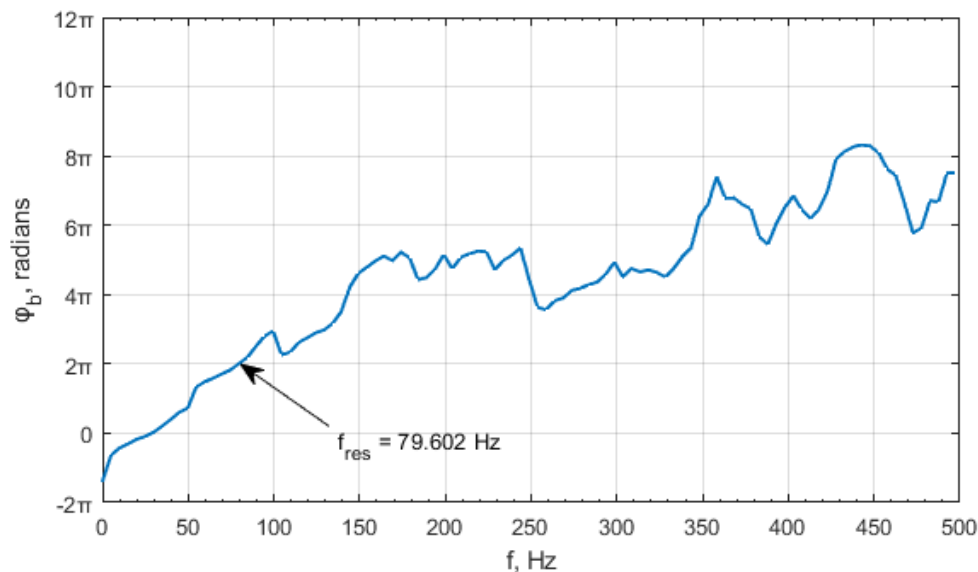


Рис. 7. ФЧХ отношения фазного напряжения к фазному току при ОЗЗ в точке К2: ТП 10 кВ КП 4-9 Зерноток

Fig. 7. Frequency ratio of phase voltage to phase current at phase-to-ground fault at point K2: 10 kV transformer substation Zernotok

Таблица 3. Результаты расчёта первичных параметров воздушной линии электропередачи

Table 3. Transmission line circuit parameters calculation results

	R, Ом/км (Ω/km)			L, мГн/км (mH/km)			C, нФ/км (nF/km)		
AC-35	0,826	0,049	0,049	2,615	1,262	1,322	7,314	-1,253	-1,523
	0,049	0,826	0,049	1,262	2,615	1,321	-1,253	7,166	-1,588
	0,049	0,049	0,826	1,322	1,321	2,615	-1,523	-1,588	7,447
A-50	0,627	0,049	0,049	2,610	1,262	1,322	7,386	-1,273	-1,549
	0,049	0,627	0,049	1,262	2,610	1,321	-1,273	7,235	-1,615
	0,049	0,049	0,627	1,322	1,321	2,610	-1,549	-1,615	7,522
ПС-25	5,659	0,049	0,049	2,666	1,262	1,322	7,102	-1,195	-1,448
	0,049	5,658	0,049	1,262	2,667	1,321	-1,195	6,961	-1,510
	0,049	0,049	5,659	1,322	1,321	2,666	-1,448	-1,510	7,225

Климатические факторы в районе проведения промышленных испытаний на 17.06.2021 г. следующие: $t=22\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p=751\text{ мм. рт. ст.}$, $v=47\text{ \%}$, удельное сопротивление грунта $\rho=300\text{ Ом}\cdot\text{м}$. В соответствии с приведёнными величинами необходимо выполнить корректировку данных в табл. 3, согласно рис. 3 и формулам (2), а именно:

$$\begin{aligned}
 R_{\text{коррект}} &= R \cdot \sum (1 + 0,00806) = R \cdot 1,00806; \\
 L_{\text{коррект}} &= L \cdot \sum (1 + 0,1255 + 0,00003382) = \\
 &= L \cdot 1,12553382; \\
 C_{\text{коррект}} &= \\
 &= C \cdot \sum (1 - 6,8644 \cdot 10^{-6} + 19,9884 \cdot 10^{-6} + 0,0000181) = \\
 &= C \cdot 1,000031224.
 \end{aligned}$$

Из условия возникновения резонанса путём численного решения системы уравнений (1) с учётом климатических факторов по формулам (2) рассчитана ре-

зонансная частота в нормальном режиме работы воздушной линии электропередачи $f_{\text{рез}}=79,127\text{ Гц}$. Тогда в соответствии с формулой (3) расстояние до места возникновения ОЗЗ вдоль установленного ответвления воздушной линии электропередачи равно 14,334 км.

Результаты расчёта расстояния до места возникновения ОЗЗ в остальных точках воздушной линии электропередачи, указанных на рис. 5, сведены в табл. 4.

По итогу испытаний были произведены сравнения гармоник повреждённых фаз на данных с приборов «ИРИС» и «Сириус-2-ОМП». Массив записанных данных с приборов позволяет рассчитать величины напряжений обратной последовательности и выделить резонансные частоты, возникающие при переходном процессе вследствие ОЗЗ. Резонансные частоты позволяют определить расстояние до места повреждения воздушной линии в соответствии с разработанным способом.

Таблица 4. Результаты испытаний по определению расстояния до места повреждения линии согласно разработанному способу

Table 4. Transmission line phase-to-ground fault location test results by the developed method

Точка ОЗЗ/Phase-to-ground fault place	K1	K2	K3	K4
Расстояние до места ОЗЗ, км/Distance to phase-to-ground fault, km	14,404	14,334	5,372	0,00996
Абсолютная погрешность, м/Absolute error, m	96,1	85,8	27,9	0,038

Заключение

На основании выполненной работы получены следующие результаты:

1. Разработанный способ определения места ОЗЗ воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ с изолированной нейтралью, основанный на определении первичных параметров воздушной линии электропередачи, скорректированных с учётом её конструктивных особенностей, изменений климатических факторов и удельного сопротивления грунта, позволяет получить требуемый технический результат, заключающийся в повышении надёжности электрических сетей и обеспечении потребителей электроэнергией требуемого качества.
2. Произведены промышленные испытания по апробации способа определения места повреждения ЛЭП напряжением 6(10) кВ с изолированной

нейтралью с имитацией однофазного короткого замыкания на землю. Получен массив данных с цифровых приборов контроля качества и учёта электроэнергии, определены величины напряжений обратной последовательности, частотные характеристики фазных напряжений, выделены резонансные частоты, возникающие при переходном процессе вследствие ОЗЗ, что позволяет установить ответвление воздушной линии электропередачи с ОЗЗ, а также расстояние до места его возникновения. Абсолютная погрешность определения расстояния до места ОЗЗ воздушной линии электропередачи по разработанному способу не превышает 1–2 пролётов воздушной линии электропередачи.

Статья опубликована при грантовой поддержке Тюменского индустриального университета.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Влияние режимных и климатических факторов на потери энергии при нестационарных тепловых режимах линий электропередачи / А.Я. Бигун, О.А. Сидоров, Д.С. Осипов, С.С. Гиршин, В.Н. Горюнов, Е.В. Петрова // Динамика систем, механизмов и машин. – 2017. – Т. 5. – № 3. – С. 8–17.
2. Зарипова С.Н., Федотов А.И., Абдуллазянов Р.Э. Работа электропередачи распределительной электрической сети напряжением 6–10 кВ в режиме длинной линии // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2012. – № 1–2. – С. 177–181.
3. Иванов И.Е. Оценка влияния различных факторов на значения сопротивлений и проводимостей высоковольтной воздушной линии электропередачи // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2017. – № 3. – С. 30–39.
4. Козлов В.К., Киржацких Е.Р., Гиниятуллин Р.А. Исследование влияния переходного сопротивления на определение места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью // Вестник Чувашского университета. – 2019. – № 1. – С. 39–46.
5. Оптимизация энергетических параметров в установившихся режимах электротехнических комплексов отходящих линий, подключенных к одному центру питания / Д.Н. Нурбосынов, Т.В. Табачникова, Е.В. Рюмин, А.Д. Махт // Энергетика Татарстана. – 2012. – Т. 1. – № 25. – С. 20–23.
6. Экспериментальное исследование проявления высших гармоник напряжения на стороне 0,4 кВ потребительских подстанций как метода раннего диагностирования однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью / Г.В. Вагапов, А.М. Амосов, Н.В. Чернова, Л.И. Абдуллин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2014. – № 4. – С. 89–92.
7. Nuthalapati B., Sinha U.K. Location detection of downed or broken power line fault not touching the ground by hybrid AD method // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2019. – V. 14. – Iss. 22. – P. 483–489.
8. Nuthalapati B., Sinha U.K. Location of downed or broken power line fault not touching the ground // European Journal of Electrical Engineering. – 2019. – V. 21. – Iss. 1. – P. 7–10.
9. Swetapadma A., Chakrabarti S., Abdelaziz A.Y. Feasibility study of intelligent fault location estimation methods for double-circuit transmission lines // International Transactions on Electrical Energy Systems. – 2021. – V. 31. – Iss. 12. – № e13198. URL: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.13198> (дата обращения 02.05.2023).
10. Taheri B., Salehimehr S., Sedighzadeh M. A fault-location algorithm for parallel line based on the long short-term memory model using the distributed parameter line model // International Transactions on Electrical Energy Systems. – 2021. – V. 31. – Iss. 11. – № e13032. URL: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.13032> (дата обращения 02.05.2023).
11. Transient voltage measurements for overhead transmission lines and substations by metal-free and contactless integrated electro-optic field sensors / H. Wang, C. Zhuang, R. Zeng, X. Shijun, H. Jinliang // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2018. – V. 66. – Iss. 1. – P. 571–579.
12. Способ определения места однофазного замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью: пат. 2655948 Российская Федерация № 2022135489; заявл. 31.12.2022; опубл. 19.04.2023. – 8 с.
13. Определение места обрыва линейных проводов воздушной линии по вторичному напряжению трансформаторных подстанций / В.В. Сушков, С.В. Сидоров, И.С. Сухачев, А.М. Газязов, В.Е. Кармазина // Актуальные вопросы энергетики: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Омск: ОмГТУ, 2018. – С. 41–44.
14. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: монография. – СПб: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
15. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Абдуллазянов Р.Э. Частотные характеристики электропередачи распределительной электрической цепи // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2011. – № 9–10. – С. 177–183.
16. Mardiana R., Motairi H.A., Su C.Q. Ground fault location on a transmission line using high-frequency transient voltages // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2011. – V. 26. – № 2. – P. 1298–1299.
17. Wang D., Hou M., Guo Y. Travelling wave fault location of HVAC transmission line based on frequency-dependent characteristic // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2021. – V. 36. – Iss. 6. – P. 3496–3505.
18. Carson J.R. Wave propagation in overhead wires with ground return // Bell System Technical Journal. – 1926. – V. 5. – Iss. 4. – P. 539–554.
19. Гольдштейн В.Г., Сайдова Н.В., Танаев А.К. Математическое моделирование продольных токов смещения и поверхностного эффекта в многослойной земле и проводах линий электропередачи // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. – 2004. – № 30. – С. 170–177.
20. Гольдштейн В.Г., Сайдова Н.В., Танаев А.К. Уточнённая математическая модель поверхностного эффекта в многослойной земле // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. – 2003. – № 19. – С. 129–133.
21. Способ определения места повреждения воздушных линий в распределительных сетях: пат. 2647536 Российская Федерация № 2016145359; заявл. 18.11.2016; опубл. 16.03.2018, Бюл. № 8. – 11 с.
22. Способ определения места повреждения при коротких замыканиях на линии электропередачи переменного тока: пат. 2498330 Российская Федерация № 2012129228/28; заявл. 27.06.2012; опубл. 10.11.2013, Бюл. № 31. – 11 с.

23. Способ определения места повреждения линии электропередачи: пат. 2552388 Российская Федерация № 2013125429/28; заявл. 31.05.2013; опубл. 10.06.2015, Бюл. № 16. – 9 с.
24. Способ дистанционного определения места однофазного замыкания на землю: пат. 2637378 Российская Федерация № 2016125792; заявл. 28.06.2016; опубл. 04.12.2017, Бюл. № 34. – 14 с.
25. Солдатов В.А. Дистанционное определение места повреждения в распределительных электрических сетях 6–10–35 кВ // Вестник Кыргызского национального аграрного университета им. К.И. Скрябина. – 2018. – Т. 2. – № 47. – С. 391–397.
26. Федотов А.И., Вагапов Г.В., Чернова Н.В. Определение мест однофазных замыканий на землю воздушных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции. – Альметьевск: АГНИ, 2018. – С. 16–21.
27. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
28. Abu-Siada A., Mosaad M.I., Mir S. Voltage-current technique to identify fault location within long transmission lines // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2020. – V. 14. – Iss. 23. – P. 5588–5596.
29. Ahsae M.G., Sadeh J. New fault-location algorithm for transmission lines including unified power-flow controller // Controller. IEEE Transactions on Power Delivery. – 2012. – V. 27. – Iss. 4. – P. 1763–1771.
30. An integrated monitoring system and automatic data analysis to correlate lightning activity and faults on distribution networks / A.E. Lazaretti, S.L. Franca Santos, K.K. Kuster, L.F. Ribeiro Barrozo Toledo, M.A. Ravaglio, A. Piantini, C.L. da Silva Pinto // Electric Power Systems Research. – 2017. – V. 153. – P. 66–72.
31. Anand A., Affijulla S. Hilbert-Huang transform based fault identification and classification technique for AC power transmission line protection // International Transactions on Electrical Energy Systems. – 2020. – V. 30. – Iss. 10. – № e12558. URL: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12558> (дата обращения 02.05.2023).
32. Ananthan S.N., Santoso S. Universal model-based fault location for improved system integrity // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2019. – V. 13. – Iss. 8. – P. 1212–1219.
33. Benato R., Rinzo G., Poli M. Overcoming the limits of the charge transient fault location algorithm by the artificial neural network // Energies. – 2019. – V. 12. – Iss. 4. – № 722. URL: <https://doi.org/10.3390/en12040722> (дата обращения 02.05.2023).
34. Dzafic I., Jabr R.A., Namas T. Locating ground faults in non-solidly grounded networks via nonlinear least-squares // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2020. – V. 121. – № 106038. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106038> (дата обращения 02.05.2023).
35. Traveling wave based fault location for power transmission lines using morphological filters and clarke modal components / E. Khoudry, A. Belfqih, J. Boukherouaa, F. Elmariani // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2020. – V. 10. – Iss. 2. – P. 1122–1134.
36. Fault location in overhead transmission line: A novel non-contact measurement approach for traveling wave-based scheme / P.O. Kwasi Anane, Q. Huang, O. Bamisile, P.N. Ayimbire // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2021. – V. 133. – № 107233. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107233> (дата обращения 02.05.2023).
37. Valdes M., Papallo T., Premerlani B. Finding fault Locating a ground fault in low-voltage, high-resistance grounded systems via the single-processor concept for circuit protection // Record of Conference Papers Industry Applications Society 52nd Annual Petroleum and Chemical Industry Conference. – 2007. – V. 13. – P. 24–30.

Поступила 16.05.2023 г.

Прошла рецензирование: 29.05.2023 г.

Информация об авторах

Сушков В.В., доктор технических наук, профессор, профессор кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

Сухачев И.С., кандидат технических наук, доцент, и. о. заведующего базовой кафедрой АО «СУЭНКО», доцент кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

Сидоров С.В., старший преподаватель кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

UDC 621.311

DEVELOPMENT OF A COMPREHENSIVE APPROACH TO DIAGNOSING THE OVERHEAD LINE FAULTS LOCATION IN SINGLE-PHASE GROUND FAULTS BASED ON A DIGITAL SUBSTATION DATA PROCESSING ALGORITHM

Valery V. Sushkov¹,
sushkovvv@gray-nv.ru

Ilya S. Sukhachev¹,
suhachevis@tyuiu.ru

Sergey V. Sidorov¹,
sidorovsv@tyuiu.ru

¹ Tyumen Industrial University,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

Relevance. Emergency of electric complex of outgoing transmission lines is associated with the occurrence of damage to the line isolation and the resulting transients, marked by the presence of higher harmonic components of currents and voltage, which reduce the reliability and energy efficiency of electrical equipment of oil and gas companies: degrade the mechanical characteristics and efficiency of electric motors, accelerate aging of their isolation, disrupt the operation of control systems and emergency automatics, fault diagnostics systems. One of the reasons of high-level emergency situations, outages and emergency repairs in electric complexes of outgoing transmission lines of oil and gas companies is appearance of phase-to-ground faults. A large number of changing factors are known to influence the reliability of phase-to-ground fault location methods: parameters of transmission line operating mode, its structural and electrical parameters, fault type, transient resistance value, ground resistance and others. Inclusion in the transmission line fault location algorithms of averaged values of a number of the factors listed above independent of changes of humidity of soil and air, its temperature and other factors causes an error of methods of fault location up to 30 %. Accordingly, the research to develop a fault location method for overhead transmission lines with isolated neutral points during phase-to-ground faults based on a digital substation data processing algorithm, accounting for tower parameters and natural-climatic factors, is relevant.

Objective: improving the reliability of power grids and providing consumers with power of the required standard by applying a digital fault location system to the outgoing transmission lines electrical complex.

Methods: mathematical analysis of a power transmission line, taking into account its design features and natural-climatic factors on the basis of the method of mirror images; mathematical analysis of steady-state and transient modes of transmission line operation considering self and mutual parameters terms of wires; transmission line currents and voltages Fourier analysis; validation of developed method of phase-to-ground fault location in power grid of Tyumen region energy company.

Results. The authors have developed the phase-to-ground faults location method for transmission lines in power grids with isolated neutral points, which differs in the following – first the faulty overhead line feeder branch is identified by correspondences between the negative sequence voltage values of the phase voltages at the transformer substation inputs, and then the distance to the location of the single-phase ground fault is determined along the branch line based on the resonant frequencies of the line taking into account its design features and natural-climatic factors.

Key words:

Electrotechnical complex, power quality, power supply reliability, digital substation, math modeling, intelligent data processing complex.

The research was carried out with the grant support of Tyumen Industrial University.

REFERENCES

- Bigun A.Ya., Sidorov O.A., Osipov D.S., Girshin S.S., Goryunov V.N., Petrova E.V. Influence of regime and climatic factors on energy losses under non-stationary thermal conditions of power transmission lines. *Dynamics of systems, mechanisms and machines*, 2017, vol. 5, no. 3, pp. 8–17.
- Zaripova S.N., Fedotov A.I., Abdullazyanov R.E. The operation of the power transmission of the distribution electrical network with a voltage of 6–10 kV in the long line mode. *Power engineering: research, equipment, technology*, 2012, no. 1–2, pp. 177–181. In Rus.
- Ivanov I.E. Assessment of the influence of various factors on the values of resistance and conductance of a high-voltage overhead power transmission line. *«Vestnik IGEU» journal*, 2017, no. 3, pp. 30–39. In Rus.
- Kozlov V.K., Kirzhatskikh E.R., Giniatullin R.A. Transient resistance influence on one-phase ground fault location in distribution grids with isolated neutral wire. *Bulletin of the Chuvash University*, 2019, no. 1, pp. 39–46. In Rus.
- Nurbosynov D.N., Tabachnikova T.V., Ryumin E.V., Makht A.D. Optimization of energy parameters in steady modes of electrical complexes of outgoing lines connected to the same power center. *Power industry of Tatarstan*, 2012, vol. 1, no. 25, pp. 20–23. In Rus.
- Vagapov G.V., Amosov A.M., Chernova N.V., Abdullin L.I. Experimental research of display of higher voltage harmonics of 0,4 kV of consumer substations as a method for early diagnosis of single phase earth fault in networks with isolated neutral. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Elektromekhanika*, 2014, no. 4, pp. 89–92. In Rus.
- Nuthalapati B., Sinha U.K. Location detection of downed or broken power line fault not touching the ground by hybrid AD method. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2019, vol. 14, no. 22, pp. 483–489.
- Nuthalapati B., Sinha U.K. Location of downed or broken power line fault not touching the ground. *European Journal of Electrical Engineering*, 2019, vol. 21, no. 1, pp. 7–10.
- Swetapadma A., Chakrabarti S., Abdelaziz A.Y. Feasibility study of intelligent fault location estimation methods for double-circuit transmission lines. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2021, vol. 31, no. 12, no. e13198. Available at: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.13198> (accessed 2 May 2023).

10. Taheri B., Salehimehr S., Sedighzadeh M. A fault-location algorithm for parallel line based on the long short-term memory model using the distributed parameter line model. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2021, vol. 31, no. 11, no. e13032. Available at: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.13032> (accessed 2 May 2023).
11. Wang H., Zhuang C., Zeng R., Shijun X., Jinliang H. Transient voltage measurements for overhead transmission lines and substations by metal-free and contactless integrated electro-optic field sensors. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2018, vol. 66, no. 1, pp. 571–579.
12. Sidorov S.V., Sushkov V.V., Sukhachev I.S. *Sposob opredeleniya mesta odnofaznogo замыкания на землю воздушных линий электропередачи в электрических сетях с изолированной нейтралью* [Method for determining the location of a single-phase ground fault of overhead power lines in electrical networks with isolated neutral]. Patent RF, no. 2022135489, 2023.
13. Sushkov V.V., Sidorov S.V., Sukhachev I.S., Gayazov A.M., Karmazina V.E. *Opredelenie mesta obryva lineynykh provodov vozduшной линии по вторичному напряжению трансформаторных подстанций* [Determining the location of a break in the linear wires of an overhead line by the secondary voltage of transformer substations]. *Aktualnye voprosy energetiki. Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiyem* [Current issues of energy. Materials of the All-Russian scientific and practical conference with international participation]. Omsk, OmSTU Publ., 2018. pp. 41–44.
14. Shabad M.A. *Raschety reley noy zashchity i avtomatiki raspredelitelnykh setey* [Calculations of relay protection and automation of distribution networks]. St Petersburg, Federal State educational establishment Publ., 2003. 350 p.
15. Soluyanov U.I., Fedotov A.I., Abdullazyanov R.E. Frequency characteristics of the electricity transmission line of the distributive electrical grid. *Power engineering: research, equipment, technology*, 2011, no. 9–10, pp. 177–183. In Rus.
16. Mardiana R., Motaary H.A., Su C.Q. Ground fault location on a transmission line using high-frequency transient voltages. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011, vol. 26, no. 2, pp. 1298–1299.
17. Wang D., Hou M., Guo Y. Travelling wave fault location of HVAC transmission line based on frequency-dependent characteristic. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021, vol. 36, no. 6, pp. 3496–3505.
18. Carson J.R. Wave propagation in overhead wires with ground return. *Bell System Technical Journal*, 1926, vol. 5, no. 4, pp. 539–554.
19. Goldstein V.G., Saidova N.V., Tanaev A.K. Mathematical modeling of longitudinal displacement currents and surface effect in multilayer earth and wires of power lines. *Journal of Samara state technical university. Ser. Physical and mathematical sciences*, 2004, no. 30, pp. 170–177. In Rus.
20. Goldstein V.G., Saidova N.V., Tanaev A.K. Refined mathematical model of the surface effect in multilayer ground. *Journal of Samara state technical university. Ser. Physical and mathematical sciences*, 2003, no. 19, pp. 129–133. In Rus.
21. Oshchepkov V.A., Boldyrev I.V., Vladimirov L.V., Dolinger S.Yu. *Sposob opredeleniya mesta povrezhdeniya vozduшной линии в распределительных сетях* [Method of determining the place of damage to airlines in distribution networks]. Patent RF, no. 2647536, 2018.
22. Lozinova N.G., Mazurov M.I., Ivanova E.A. *Sposob opredeleniya mesta povrezhdeniya pri korotkikh замыканиях на линии электропередачи перемного тока* [Method to detect area of damage in case of short circuits on ac power transmission line]. Patent RF, no. 2498330, 2013.
23. Kulikov A.L., Obalin M.D. *Sposob opredeleniya mesta povrezhdeniya линии электропередачи* [Method for localising damaged point of power transmission lines]. Patent RF, no. 2552388, 2015.
24. Filatova G.A., Shuin V.A., Gandzhaev D.I. *Sposob distantsionnogo opredeleniya mesta odnofaznogo замыкания на землю* [Method of remote determination of single phase-to-ground-fault location]. Patent RF, no. 2637378, 2017.
25. Soldatov V.A. Distant definition of the place of damage to distributive electrical networks of 6–10–35 kV. *Bulletin of the Kyrgyz national agrarian university named after n. K.I. Scryabin*, 2018, vol. 2, no. 47. pp. 391–397. In Rus.
26. Fedotov A.I., Vagapov G.V., Chernova N.V. *Opredelenie mest odnofaznykh замыканий на землю воздушных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ* [Determining the places of single-phase short circuits to the ground of overhead power lines with a voltage of 6–35 kV]. *Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry. Materials of the International Scientific and Practical Conference]. Almeteyevsk, AGNI Publ., 2018. pp. 16–21.
27. Shalyt G.M. *Opredelenie mest povrezhdeniya v электрических сетях* [Determining fault locations in electrical networks]. Moscow, Energoizdat Publ., 1982. 312 p.
28. Abu-Siada A., Mosaad M.I., Mir S. Voltage-current technique to identify fault location within long transmission lines. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2020, vol. 14, no. 23, pp. 5588–5596.
29. Ahsaei M.G., Sadeh J. New fault-location algorithm for transmission lines including unified power-flow controller. *Controller. IEEE Transactions on Power Delivery*, 2012, vol. 27, no. 4, pp. 1763–1771.
30. Lazzaretti A.E., Franca Santos S.L., Kuster K.K., Ribeiro Barrozo Toledo L.F., Ravaglio M.A., Piantini A., da Silva Pinto C.L. An integrated monitoring system and automatic data analysis to correlate lightning activity and faults on distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 2017, vol. 153, pp. 66–72.
31. Anand A., Affijulla S. Hilbert-Huang transform based fault identification and classification technique for AC power transmission line protection. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2020, vol. 30, no. 10, no. e12558. Available at: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12558> (accessed 2 May 2023).
32. Ananthan S.N., Santoso S. Universal model-based fault location for improved system integrity. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2019, vol. 13, no. 8, pp. 1212–1219.
33. Benato R., Rinzo G., Poli M. Overcoming the limits of the charge transient fault location algorithm by the artificial neural network. *Energies*, 2019, vol. 12, Iss. 4, no. 722. Available at: <https://doi.org/10.3390/en12040722> (accessed 2 May 2023).
34. Dzafic I., Jabr R.A., Namas T. Locating ground faults in non-solidly grounded networks via nonlinear least-squares. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2020, vol. 121, no. 106038. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106038> (accessed 2 May 2023).
35. Khoudry E., Belfiqh A., Boukherouaa J., Elmariami F. Traveling wave based fault location for power transmission lines using morphological filters and Clarke modal components. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2020, vol. 10, no. 2, pp. 1122–1134.
36. Kwasi Anane P.O., Huang Q., Bamisile O., Ayimbire P.N. Fault location in overhead transmission line: a novel non-contact measurement approach for traveling wave-based scheme. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2021, vol. 133, no. 107233. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107233> (accessed 2 May 2023).
37. Valdes M., Papallo T., Premierani B. Finding fault Locating a ground fault in low-voltage, high-resistance grounded systems via the single-processor concept for circuit protection. *Record of Conference Papers Industry Applications Society 52nd Annual Petroleum and Chemical Industry Conference*, 2007, vol. 13, pp. 24–30.

Received: 16 May 2023.

Reviewed: 29 May 2023.

Information about the authors

Valery V. Sushkov, Dr. Sc., professor, Tyumen Industrial University.

Ilya S. Sukhachev, Cand. Sc., associate professor, Tyumen Industrial University.

Sergey V. Sidorov, senior lecturer, Tyumen Industrial University.

УДК 624.131

ОЦЕНКА КАРСТОВО-СУФФОЗИОННОЙ ОПАСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ТРАССЫ НЕФТЕПРОВОДА «ЧАЯНДА–ВСТО»

Нечаев Дмитрий Андреевич^{1,2},
nechaevdmitryrf@gmail.com, nechaev.da@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

Строкова Людмила Александровна¹,
sla@tpu.ru

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

² ООО «Газпром добыча Ноябрьск»,
Россия, 629806, г. Ноябрьск, ул. 40 лет Победы, 2.

Актуальность работы обусловлена необходимостью определения опасных участков нефте- и газопроводов, расположенных в малоосвоенных и малонаселенных территориях, в связи с развитием опасных геологических процессов.

Цель: оценка интенсивности и прогноз развития карстово-суффозионных процессов в пределах трассы трубопровода, расположенного в южной Якутии, и определение наиболее весомых факторов, активизирующих этот процесс.

Методы: обработка данных инженерно-геологических изысканий, оцифровка геологических карт и дешифрование космоснимков для построения факторных карт, влияющих на активацию процесса карста: геологического строения трассы; кризисы, уклона, экспозиции поверхности; плотности дренажа поверхности и плотности общей тектонической трещиноватости; построение карты плотности карстопоявлений по трассе согласно маршрутному обследованию и данным инженерно-геологических изысканий при строительстве. В заключение составлена карта восприимчивости территории трассы к развитию карстово-суффозионных процессов на основе метода соотношения частностей (Frequency Ratio).

Результаты. Проведено описание инженерно-геологических условий трассы нефтепровода. Для оценки карстово-суффозионной опасности трассы трубопровода были произведены расчеты ожидаемых размеров провалов в основании сооружений по методике Г.М. Шахуняца. Используя метод соотношения частностей, получены корреляционные зависимости между факторами и очагами карстопоявлений по трассе трубопровода. Разработанная на основе этих результатов карта восприимчивости позволяет установить конкретные границы участков для определения решений по наблюдениям за развитием экзогенного процесса и оптимизации процессов эксплуатации нефтепровода. Предложенную методику можно применить и на других протяженных газо- и нефтепроводах, расположенных в сложных геологических условиях.

Ключевые слова:

Нефтепровод, инженерно-геологические процессы, геокриологические условия, карст, многолетнемерзлые грунты, метод соотношения частностей, карта восприимчивости.

Введение

Освоение новых нефтяных и газовых ресурсов Республики Саха (Якутия), которые расположены полностью в криолитозоне, невозможно представить без протяженных систем трубопроводов для сбора нефти и газа. На территории южной Якутии расположены стратегически важные объекты транспорта нефти и газа (к примеру, магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» (далее ВСТО), магистральный газопровод «Сила Сибири» и др.). Необходимость изучения и последующего контроля взаимосвязей в системе «трубопровод–криолитозона» является одной из приоритетных задач в связи с постоянной деградацией многолетнемерзлых грунтов (ММГ), которая активизирует различные опасные экзогенные процессы (ЭГП) [1–7]. Наиболее распространенным из ЭГП в южной Якутии являются карстово-суффозионные процессы, встречающиеся повсеместно [5, 7–9].

Анализируя публикации, посвященные оценке опасности карстовых процессов, можно прийти к выводу, что, в принципе, предложено достаточно много решений и объяснений процесса, существуют некоторые классификации и методы по прогнозной оценке

опасности территорий к развитию карста. Однако стоит отметить, что на практике эти методы и подходы малоприменимы для оценки карстово-суффозионной опасности больших малонаселенных и слабоизученных в геологическом плане территорий (южная Якутия в том числе, прим. авт.). Учитывая суровые климатические условия, низкую логистику территории и отсутствие постоянного мониторинга, применение альтернативных и современных подходов к оценке и прогнозу развития ЭГП на таких территориях особенно актуально [10–17].

Принимая во внимание все вышеизложенное, авторами предлагается произвести оценку карстово-суффозионной опасности протяженного линейного объекта – нефтепровода «Чаянда–ВСТО», пролегающего в южной Якутии, с применением современных технологий ГИС-обработки и подходов к обработке региональных и зональных факторов [18–24].

Целью данной работы является оценка интенсивности и прогноз развития карстово-суффозионных процессов в пределах трассы трубопровода, и определение наиболее весомых факторов, активизирующих этот процесс.

Характеристика инженерно-геологических условий трассы трубопровода

Трасса трубопровода расположена на территории Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (далее ЧНГКМ) Ленского улуса в южных районах Республики Саха (Якутия), берет начало в районе основной инфраструктуры установки подготовки газа и стабильного конденсата ЧНГКМ и далее направляется в юго-восточном направлении к магистральному нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) [26, 27].

Климат района исследования резко-континентальный, с большими годовыми амплитудами температуры (средняя месячная температура зимой минус 30,3 °С, средняя месячная в летний период 16,9 °С) и неравномерным распределением осадков по территории трассы нефтепровода. Однозначно, климат определяется географическим положением: открытость территории в сторону Северного Ледовитого океана обуславливает прозрачность атмосферы и малое количество водяного пара, что в конечном итоге и приводит к достаточно высоким амплитудам температур [25–27].

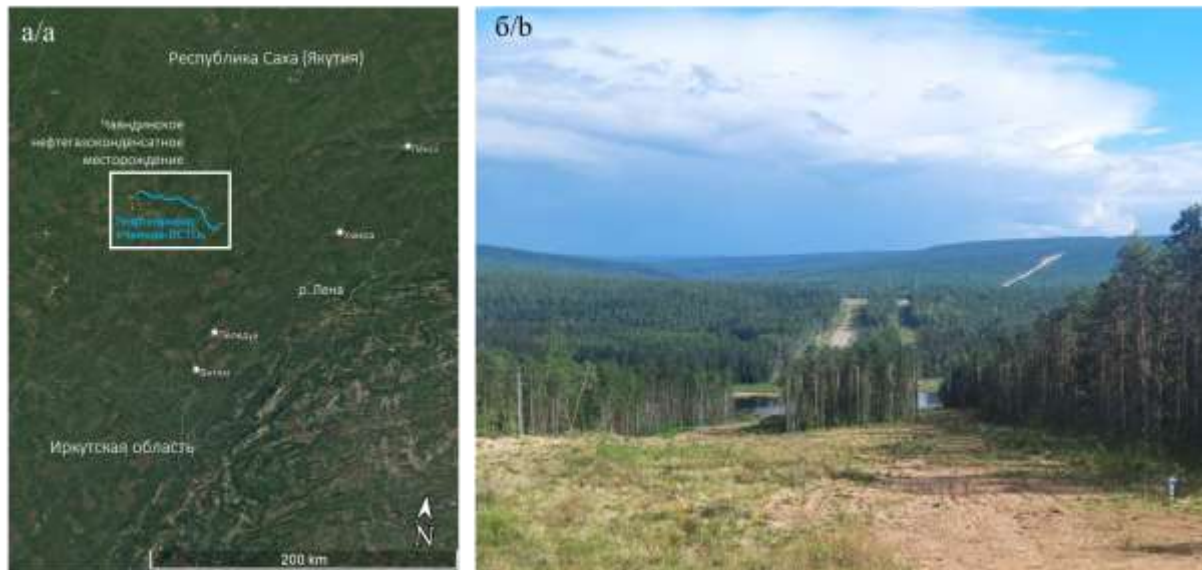


Рис. 1. Месторасположение объекта исследования (а), трасса трубопровода в районе подводного перехода через р. Нюя (б)

Fig. 1. Location of the object of study (a), the route of the pipeline in the area of the underwater crossing under the river Nuya (b)

Говоря о *тектонике территории*, стоит отметить ее принадлежность к восточной части Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Формирование Непско-Ботуобинской антеклизы связано с развитием Ангара-Ленского прогиба, который в конце силура был охвачен интенсивной складчатостью. Трасса нефтепровода пересекает следующие основные тектонические зоны: Верхнечаяндинскую зону пологих дислокаций, Пеледуй-Олдонскую антиклинальную зону, Нюйскую синклиналичную зону, Средненюйскую антиклинальную зону. Олдонская зона разломов соседствует с границей Пеледуйского поднятия и представлена большим количеством взбросов и сбросов, ориентированных в субмеридиональном направлении. Трасса трубопровода проходит также и через Чаяндинский сброс, приуроченный к Нюйской синклиналичной зоне. Далее трасса нефтепровода пересекает асимметричную Нюйскую впадину, строение крыльев которой резко различается, а центральная зона, простирающаяся в юго-восточном направлении к Уринскому антиклинорию, достаточно широкая и имеет ярко выраженные границы. Общий грядовой рельеф, расчленённость рельефа, наличие разрывных нарушений позволяют говорить о достаточно сложной структурно-

тектонической обстановке территории, которая способствует активации множества опасных геологических процессов, в том числе и карста [25–28].

В *гидрологическом* отношении трасса трубопровода расположена в пределах бассейна реки Нюи – одного из основных притоков реки Лены, с общей длиной 798 км и площадью водосбора в 38100 км². В пределах трассы также стоит выделить реки Сюльдюкээр, Керемнике, ручьи Кубалах и Чуонда, которые пересекаются трубопроводами. В основном гидрологическая сеть достаточно развита, врезана в рельеф, имеет как постоянные, так и временные водотоки. Если говорить о подземных водах, то их характер определяется распространением по всей трассе ММГ, которые активизируют такие опасные экзогенные процессы, как наледи и несквозные талики [26].

В *геоморфологическом* отношении изучаемая территория находится в границах пластового структурно-денудационного Приленского закарстованного плато, на юге – Среднесибирского плоскогорья. Территория характеризуется наличием ярко-выраженных линейных складок, что в общем образует грядовой рельеф, обусловленный густой речной сетью. Приленское плато – возвышенная равнина с перепадами

высот от 245 м на урезах воды (р. Нюя) до 550–560 м на водоразделах.

В *геологическом* строении территории принимают участие формации коренных пород карбонатных нижнекембрийских (доломиты с прослоями известняка), терригенно-карбонатных средне-верхнекембрийских (красноцветные доломиты и алевролиты), нижнеордовикских и средневерхнеордовикских (пески, алевролиты, глины в пределах структурно-денудационной плоской равнины) и терригенных нижнеюрских (пески и супеси в пределах территорий рек) отложений. Четверичные отложения на исследуемой территории распределены неравномерно по мощности. В основном это элювиально-делювиальные, делювиально-коллювиальные, коллювиальные, аллювиальные и озерно-болотные отложения. Наиболее распространены по трассе щебенисто-песчано-глинистые отложения, мощность которых по трассе изменяется от 0,5 до 7 м. Карстующимися на изучаемой территории являются в основном карбонатные породы (известняки и доломиты), которые в монолитном состоянии водонепроницаемы и карстованию подвергаются только в присутствии трещиноватости [4, 8, 9, 25–28].

Инженерно-геологические особенности проявления карста на территории

По результатам изысканий [26] карст на территории исследований карбонатный, неглубокий (отмечаются участки с глубиной залегания карстующихся пород до 2 м). Растворимость карбонатных пород изменяется в пределах 0,01...1,0 г/л и зависит от температуры воды и прямо пропорциональна содержанию в воде свободной углекислоты. Характерной особенностью карбонатного карста является то, что вследствие малой скорости растворения пород карстовые формы (полости, понижения кровли пород и др.), непосредственно связанные с растворением пород в естественных условиях, развиваются медленно [25, 29].

Отдельные трещины в карстующихся породах не представляют опасности для сооружений, несмотря на то, что при развитии карста они могут расширяться. В процессе своего развития многие трещины кольматируются, т. е. заполняются окружающими породами, затем опять промываются. Однако следует иметь в виду, что все подземные формы в карстующихся породах образовались именно вследствие расширения трещин, а в местах их пересечения образуются пустоты растворения, развивающиеся в дальнейшем до более крупных размеров (карстовые полости), но данный процесс длительный и не соизмерим со сроком службы сооружений. Поэтому при изучении карста в карбонатных породах главное внимание обращается на *существующие карстовые формы* и возможность выноса фильтрационным потоком заполняющего глинистого материала из трещин и каверн, что ведёт к расширению последних [30]. Для карстующихся (растворимых) пород их закарстованность в первую очередь определяется водоупорными свойствами покровной толщи и трещиноватостью пород тектонического и неотектонического плана. В карбонатном массиве отмечаются трещины и тре-

щинно-карстовые воды, приуроченные к сквозным таликам. Основным источником питания трещинно-карстовых вод являются атмосферные осадки, поверхностный склоновый сток с участков водосбора, а также восходящий приток по зонам разломов, в том числе из смежных водоносных горизонтов.

Стоит отметить, что строительство и эксплуатация объекта на сегодняшний день избирательно усиливают естественное (природное) оттаивание на локальных участках многолетнемерзлых пород, которые в свою очередь имеют самое прямое воздействие на активацию карста по территории [1–7, 10, 11, 13–15]. Принимая во внимание, что прогнозная оценка естественной динамики геокриологической обстановки подразумевает плавное опускание кровли многолетнемерзлых пород при тренде изменения температуры воздуха $+0,04\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{год}$ [13, 14, 26], оттаивание значительных объемов воды высвобождается в пористые и обломочные разности известняков, и особенно в древние трещинно-межполостные карстовые пустоты [29, 30]. В этих случаях изменяется устойчивость массива к гравитационным деформациям и возникает вероятность провалообразования [3, 4, 7–9]. Наличие редких зон развития погребенных карстовых воронок и полостей в их бортах мощностью до 3 м, осложненных с поверхности более молодыми слабовыраженными в рельефе просадками, реже воронками сложного генезиса, позволяет сделать следующие выводы:

- карбонатный карст древний, преимущественно открытый; активный карст развивался в неоген средненеоплейстоценовое время;
- карстовые формы способствовали развитию карстово-эрозионных форм, а в дальнейшем их заполнению комплексом покровных образований (элювий, коллювий, делювий, аллювий);
- при развитии мерзлотных процессов на ослабленных карстом участках в условиях обводненности разреза формировалась наибольшая льдистость [1, 9, 26]. Оттаивание массива привело как к образованию неравномерных термокарстовых просадок, так и к появлению воронок и локальных оседаний, сформировавшихся в результате карстово-провальных и карстово-суффозионных процессов, которые связаны с провалообразованием и оседанием грунта над подземными полостями, утратившими сдерживающий деформации лёд;
- процесс развития деформаций, связанных с обрушением существующих полостей на малых глубинах (до 20 м), не завершен и может активизироваться при техногенной нагрузке.

В результате обследования трассы нефтепровода, выполненного в рамках инженерно-геологических изысканий [27] в полосе шириной 2 км (2×1000 м), зафиксированы поверхностные деформации, квалифицированные как карстово-суффозионные [29, 30]. Несколько карстовых деформаций (с известными параметрами) пересекают ось трассы нефтепровода и сопутствующих линейных сооружений или находятся в полосе отвода сооружений (табл. 1).

Таблица 1. Перечень идентифицированных поверхностных карстовых форм на участке нефтепровода «Чаянда–ВСТО»

Table 1. List of identified surface karst forms in the section of the Chayanda–ESPO oil pipeline

Номер пикета трассы трубопровода Picket number of the pipeline route	Расстояние от оси сооружения Distance from the axis of the structure	Размер в плане Size in plan	Глубина Depth
	м/м		
1316+00	173	7,0	1,5
1320+00	266	9,0	2,5
1326+00	72,51	25	1,0
1327+00	4,68	20	0,5

Методика выполнения работ

Для определения закономерностей распространения карстово-суффозионных процессов наиболее актуален в настоящее время методологический подход в построении карт восприимчивости (*susceptibility zoning map*) к развитию того или иного опасного ЭГП, который зарекомендовал себя в научном сообществе при прогнозировании различных ЭГП: эрозии, оползней, суффозии, подтопления и других [31–36].

На первоначальном этапе для построения карты восприимчивости разрабатываются тематические карты факторов, которые в той или иной степени воздействуют на развитие ЭГП. Учитывая, что воздействие каждого фактора на активацию исследуемого ЭГП различается в зависимости от региональных, климатических, геологических и техногенных условий, необходимо определить степень воздействия для каждого из факторов, используя различные статистические и детерминированные методы. В нашем случае из всего разнообразия двумерных статистических методов выбран метод соотношения частностей (*Frequency Ratio, FR*), позволяющий выявить количественную связь факторов активации процесса и проявление самого ЭГП в пределах пространственных границ факторов [37–43]. Значение веса *FR* указывает на степень взаимосвязи фактора и рассматриваемого ЭГП: значение *FR* ниже единицы указывает на слабую взаимосвязь, а значение большее единицы относится к сильным связям. В результате применения методики каждому из факторов присваивается «вес» – количественная характеристика степени воздействия среди всей совокупности факторов на развитие исследуемого ЭГП.

Для получения общей карты восприимчивости все факторные карты с учетом присвоенных численных значений веса суммируются средствами наложения в выбранном программном комплексе ГИС (в работе применяются инструменты программы «ArcGIS»). Далее производится классификация карты восприимчивости (в основном от 3 до 5 классов) и определяются цветовые решения и координатная привязка для идентификации участков в натуре.

Валидацию и проверку точности построения карт восприимчивости предлагается провести путем сравнения границ участков, наиболее подверженных развитию ЭГП, с участками новейших, выявленных в процессе эксплуатации, образований карстовых и суффозионных провалов.

Подготовка тематических карт

Для проведения оценки исследуемой территории к проявлению карстово-суффозионных процессов определены основные факторы, которые в той или иной мере влияют на активацию карстовых процессов. Исходя из анализа публикаций [44–49] и опыта исследований по оценке и прогнозу экзогенных геологических процессов [8, 9, 20, 39–45], определены следующие факторы: экспозиция склонов (*aspect*), кривизна склонов (*plan curvature*), абсолютные отметки поверхности (рельеф), уклон поверхности (*slope*), плотность тектонической трещиноватости, стратиграфо-генетические комплексы пород, плотность дренажа поверхности (*drainage density*). Для верификации модели используются ранее идентифицированные очаги активации карстово-суффозионных процессов.

Для определения взаимосвязей вышеперечисленных факторов подготовлены тематические карты на основе цифровых моделей рельефа и материалов инженерно-геологических изысканий, а также геологических карт [26, 27]. Для построения экспозиции и кривизны склонов, абсолютных отметок и уклонов поверхности, а также плотности дренажа поверхности были использованы снимки SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) для исследуемой территории, полученные из открытых ресурсов сервиса USGS *Earthexplorer* [6, 9, 43–46]. Для выделения основных элементов тектонической трещиноватости применялись данные, полученные посредством дешифрования снимков космического термоэмиссионно-отражающего радиометра ASTER (*Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer*), отраженные в GDEM (*Global Digital Elevation Model*) – глобальной цифровой модели рельефа, представленной на сервисе «NASA Earthdata Search». Картографический материал инженерно-геологических изысканий и карты четвертичных образований листов Р-48,49 из фондов Всероссийского научно-исследовательского геологического института имени А.П. Карпинского [28] позволили определить и уточнить расположение речной сети, тектонических разломов, стратиграфо-генетических комплексов пород и месторасположение проявлений карста по трассе нефтепровода. Дешифрование космических снимков, перевод данных в цифровой формат, координатная привязка трассы трубопровода и построение факторных карт производилось в среде «ArcGIS Desktop» с использованием внутренних инструментов программы.

Результаты

Описание факторов

Стратиграфо-генетические комплексы пород – наиболее важный в рассмотрении фактор, влияющий на локацию очагов распространения и активации опасных экзогенных процессов, так как различные типы грунтов определяют предрасположенность территории к развитию карста. Факторная карта получена путем оцифровки карты четвертичных образований листов Р-48,49 масштаба 1:1000000 (рис. 2).

Кривизна поверхности (рис. 3) характеризует морфологию склонов и откосов. Кривизна непосредственно влияет на накопление воды (осадки, сток и др.) в почвенном покрове – вогнутая поверхность может содержать больше влаги, чем выпуклая. Профильная кривизна влияет на ускорение или замедление потока и, следовательно, на эрозию и депонирование осадков, а плановая кривизна (кривизна в плоскости) влияет на конвергенцию и дивергенцию потока. С помощью инструмента «Spatial Analyst – Curvature» программы «ArcGIS» получены области положительных значений кривизны (выпуклая поверхность), отрицательных значений (вогнутая поверхность), а также области с нулевыми значениями (плоская местность).

Уклон поверхности (рис. 4) является одним из основных параметров при оценке карстовых процессов. Важность данного параметра обоснована влиянием градиента уклона на изменение скорости движения как поверхностного стока, так и подземного стока вод. Также от степени уклона зависит содержание влаги в грунтах и напряжение сдвига поверхностного слоя почвы. В нашем случае карта уклона поверхности получена посредством обработки растрового изображения цифровой модели рельефа SRTM при помощи инструмента «Spatial Analyst – Slope» программы «ArcGIS» с разделением всех значений уклонов на пять классов: менее 2°, от 2° до 6°, от 6° до 12°, от 12° до 45°, более 45°.

Плотность общей тектонической трещиноватости (рис. 5) представлена результатами аэрокосмогеологических исследований, учитывающих глубинные разломы, полученные как геолого-геофизическими методами, так и идентифицированными линейными элементами с детализацией в районе трассы нефтепровода «Чаянда–ВСТО», построенными при помощи модуля программы «ArcGIS» с использованием возможностей пространственного анализа дан-

ных «Spatial Analyst» (при помощи инструмента «Line Density») и дополнительным дешифрированием снимков ASTER GDEM в программном комплексе PCI Geomatica для обнаружения линейментов.

Плотность дренажа – это величина, используемая для описания физических параметров дренажного бассейна. Впервые описанная Р.Э. Хортоном, плотность дренажа определяется как общая длина канала в дренажном бассейне, деленная на общую площадь. Непроницаемый грунт или обнаженные коренные породы приведут к увеличению поверхностного стока и, следовательно, к более частым потокам. Пересеченные районы или районы с высоким рельефом также будут иметь более высокую плотность дренажа, чем другие дренажные бассейны, если другие характеристики бассейна одинаковы. С помощью инструмента «Hydrology» программы «ArcGIS» для участка трассы нефтепровода получена плотность дренажа поверхности (рис. 6).

Экспозиция склона (рис. 7) является также важным фактором для определения предрасположенности территории к карстово-суффозионным процессам в связи с изменением степени воздействия солнечного света, осушающих ветров, количества осадков (степень насыщения) и неоднородности растительного покрова. Ориентация элементарных склонов поверхности по отношению к сторонам света (в нашем случае выделено девять категорий) получена посредством обработки растрового изображения цифровой модели рельефа SRTM при помощи инструмента «Spatial Analyst – Aspect» программы «ArcGIS».

Карта проявлений карста (рис. 9) – в основе этой факторной карты использовались данные оценки карстоопасности территории трассы, дополненные данными маршрутного обследования трассы трубопровода, выполненного автором (Нечаев Д.А.) в августе 2022 г.

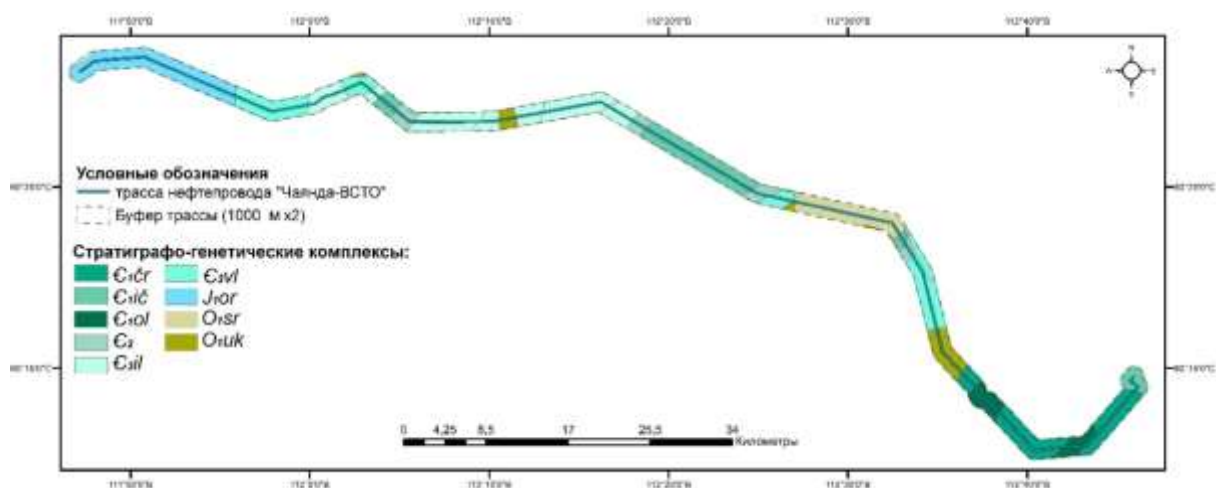


Рис. 2. Факторная карта стратиграфо-генетических комплексов пород в пределах трассы трубопровода

Fig. 2. Factor map of stratigraphic-genetic rock complexes within the pipeline route

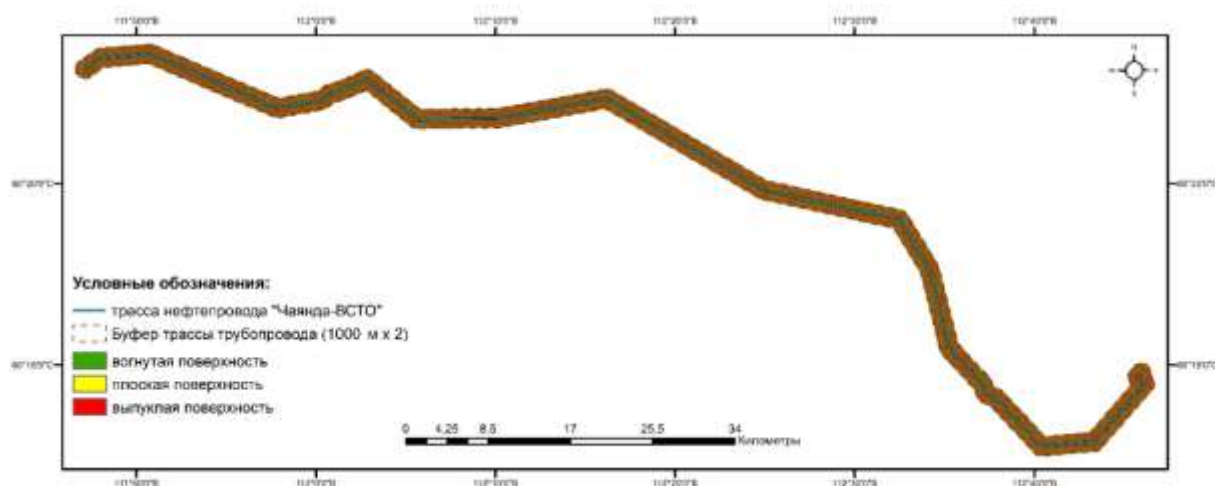


Рис. 3. Факторная карта кривизны поверхности

Fig. 3. Factor map of surface curvature

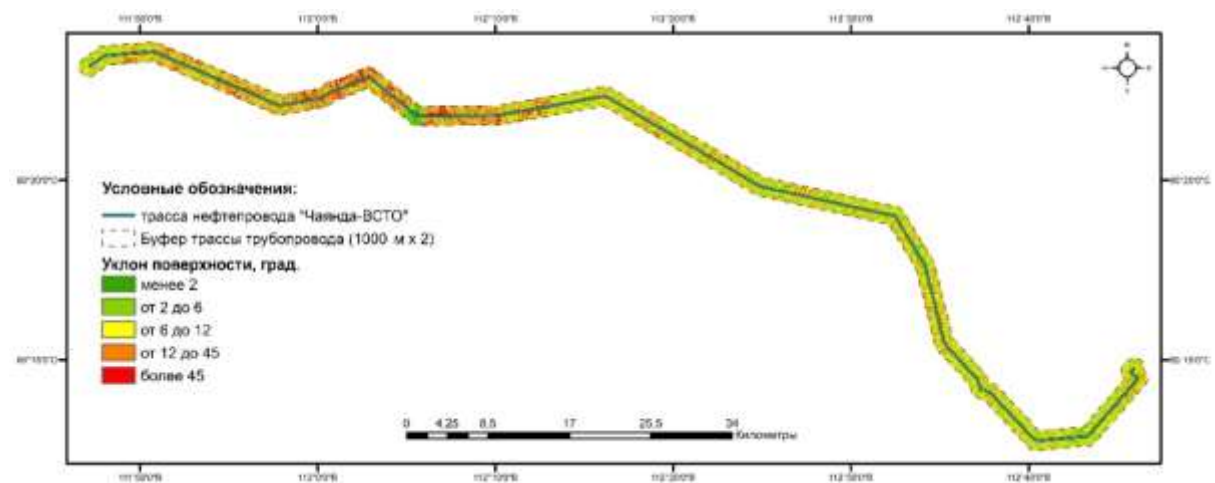


Рис. 4. Факторная карта уклона поверхности

Fig. 4. Factor map of the slope of the surface

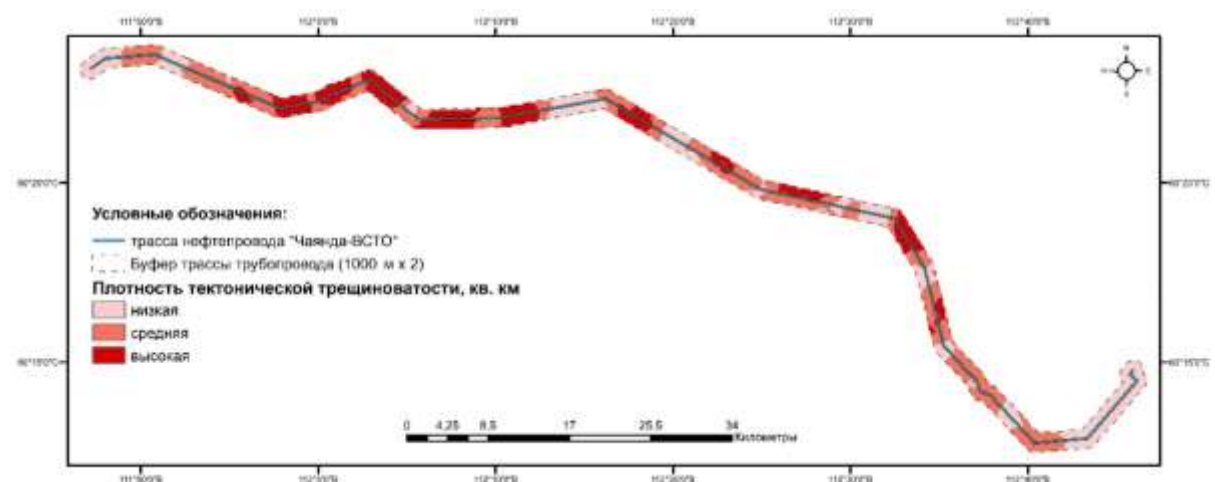


Рис. 5. Факторная карта плотности общей тектонической трещиноватости

Fig. 5. Factor map of density of general tectonic jointing

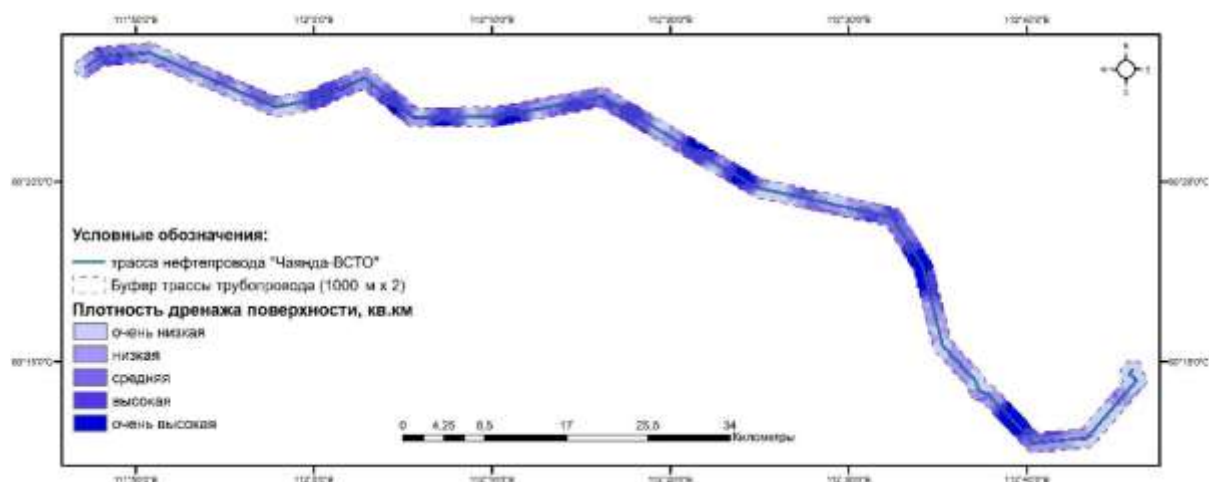


Рис. 6. Факторная карта плотности дренажа поверхности

Fig. 6. Factor map of the surface drainage density

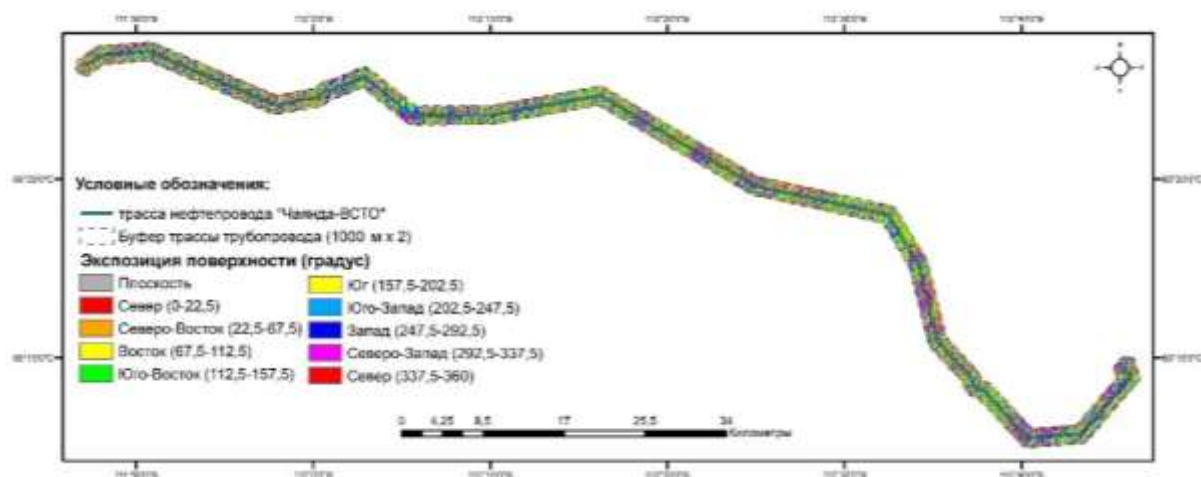


Рис. 7. Факторная карта экспозиции склонов поверхности

Fig. 7. Factor map of surface slope exposure

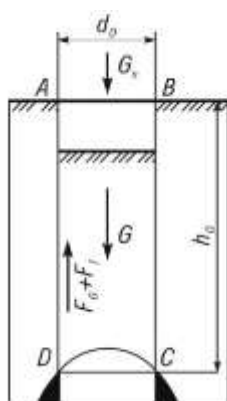


Рис. 8. Схема образования круглоцилиндрического провала [31], где G_p – нагрузка, давящая с поверхности на цилиндр грунта ABCD весом G ; F_c и F_f – силы сцепления и трения, возникающие по боковой поверхности цилиндра грунта

Fig. 8. Scheme of the formation of a round-cylindrical failure [31], where G_p is the load pressing from the surface onto the cylinder of the soil ABCD with a weight of G ; F_c and F_f are the forces of cohesion and friction arising along the lateral surface of the cylinder of the soil

Оценка карстоопасности на территории трассы

Для оценки карстово-суффозионной опасности трассы трубопровода были произведены расчеты ожидаемых размеров провалов в основании сооружений на базе детерминированных моделей согласно нормативным документам: СП 11-105-97 ч. II (п. 5.2.12), СП 50-101-2004 (п. 6.11.2), СП 22.13330.2016 (п.п. 6.11.8, 6.11.9). Данные методы расчета учитывают инженерно-геологические условия непосредственно на изучаемом участке трассы трубопровода. Расчет производился по методике Г.М. Шахунянца [31], согласно которой вес столба грунта (цилиндрической формы), находящийся над карстовой полостью, уравновешен по значению силе трения на боковые поверхности столба (рис. 8).

Исходными данными для расчетов являются: глубина залегания карстующихся пород, мощность и физико-механические характеристики перекрывающих их грунтов. По модели Г.М. Шахунянца возможный диаметр провала d_0 в момент его образования определяется по формуле:

$$d_0 = 2 \cdot \frac{2c + \gamma h N}{\gamma},$$

$$d_0 = 2 \cdot \frac{2c + \gamma h N \tan \varphi - 2cM \tan \varphi}{\gamma},$$

где c (кгс/см²), γ (кгс/см³), φ (градус) – средневзвешенные по глубине h соответственно удельное сцепление, удельный вес грунта и угол внутреннего трения; h – глубина до кровли карбонатных пород; N и M – расчетные коэффициенты, определяемые по формулам:

$$N = \frac{1 - \frac{\tan \varphi}{\tan \beta}}{1 - \tan^2 \varphi + 2 \tan \beta \tan \varphi},$$

$$M = \frac{2 \tan \beta + \frac{1}{\tan \beta} - \tan \varphi}{1 - \tan^2 \varphi + 2 \tan \beta \tan \varphi},$$

$$\tan \beta = \tan \varphi + \left(\frac{1 + \tan^2 \varphi}{2} \right)^{\frac{1}{2}}.$$

Величины c , γ , φ , входящие в формулы, и результаты расчетов возможного диаметра провала d_0 приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты определения прогнозируемого диаметра провала на участке нефтепровода «Чаянда–ВСТО» по методике проф. Г.М. Шахунянца

Table 2. Results of determining the predicted dip diameter at the Chayanda–ESPO oil pipeline section according to the method of professor G.M. Shakhunyants

№ скважины Borehole number	Вид дисперсных пород Kind of soil	Мощность слоя h_0 , м Thickness, m	Удельный вес (γ), г/см ³ Unit weight g/cm ³	Удельное сцепление (c), кПа Cohesion, kPa	Угол внутреннего трения (φ), градус Internal friction angle, degree	Расчетный (средний) диаметр провала d_0 , м Estimated (average) diameter of the failure, m
13э158	Глина твердая Hard clay	1,3	1,94	61	20	5,4
13э157	Глина мягко-пластичная Soft-plastic clay	3,6	1,87	33	10	5,2
13к067	Супесь пластичная Silty clay plastic	1,2	1,9	12	22	2,8
	Суглинок полутвердый Semi-solid loam	2,5	1,93	29	24	
13у150	Суглинок мягкопластичный Lean clay plastic	0,8	1,88	16	16	10,0
	Суглинок тугопластичный Lean clay firm-stiff	2,4	1,99	47	21	
	Суглинок мерзлый, нельдистый, незасоленный Frozen lean clay, not icy, unsalted	6,6	2,1	110	18	

Расчетные (средние) диаметры карстовых провалов на изучаемом участке близки к часто встречаемому интервалу значений [31]. Таким образом, согласно СП 11-105-97 часть II, территория трассы нефтепровода характеризуется категорией В ($d_{ср}=3-10$ м) по средним диаметрам карстовых провалов, определенных по детерминированной модели.

На основании инженерно-геологических изысканий по обустройству нефтяной оторочки ботубобинской залежи Чаядинского НГКМ, проводимых в 2014 г. [27], ввиду отсутствия данных о ранее образовавшихся провалах и возрасте зафиксированных карстовых воронок в пределах трассы трубопровода, а также отсутствия участков-аналогов, в качестве расчетных радиусов при построении изолиний удаленности от проявлений карста, соответствующих граничным значениям между категориями устойчивости территории, были приняты рекомендуемые СП 11-105-97 часть II следующие значения радиусов удаленности:

- граница между II и III категориями, соответствующая интенсивности провалообразования $\lambda=0,1$ пров/км² в год, на расстоянии 50 м от поверхностной деформации;
- граница между III и IV категориями ($\lambda=0,05$ пров/км² в год) на расстоянии 100 м;
- граница между IV и V категориями ($\lambda=0,01$ пров/км² в год) на расстоянии 200 м.

Учитывая зонирование трассы, согласно проведенным расчетам при инженерно-геологических изысканиях, а также расчетные диаметры провалообразования, основываясь на использовании «метода удаленности от ближайшего соседнего проявления карста», были выделены основные зоны возможного распространения карстовых провалов с помощью инструментов графического представления данных «Spatial Analyst» в программе «ArcGIS», выполнена их пространственная привязка к трассе нефтепровода и рассчитана плотность проявления карста (рис. 9).

Определение веса факторов

Для присвоения каждому из рассматриваемых факторов значения веса согласно методике соотношения частотностей (frequency ratio, FR) определены площади каждого класса рассматриваемых факторов и их доля от общей площади буферной зоны трассы трубопровода (2×1000 м). В пределах каждого класса определена площадь проявления карста (в км² и %), характеризующаяся площадью плотности карстово-суффозионных процессов. Вес класса определяем исходя из соотношения площади проявления ЭГП в пределах класса к площадке самого класса. Вес каждого фактора и их классов приведен в табл. 3.

Обсуждение результатов исследования

Анализируя данные табл. 3, можно подтвердить, что наибольшее влияние на развитие карста имеют стратиграфо-генетические комплексы кембрийской системы, а именно площади расположения олёкминской свиты E_{1ol} (вес FR – 8,38) и чарской свиты E_{1cr} (вес FR – 1,99) представленные известняками, извест-

няками водорослевыми, доломитами, доломитами глинистыми и карбонатными брекчиями. Также стоит отметить, что наибольшая степень закарстованности

наблюдается на территориях с показателями плотности дренажа поверхности в пределах 0,48–0,86 км/км² (вес FR – 2,11).

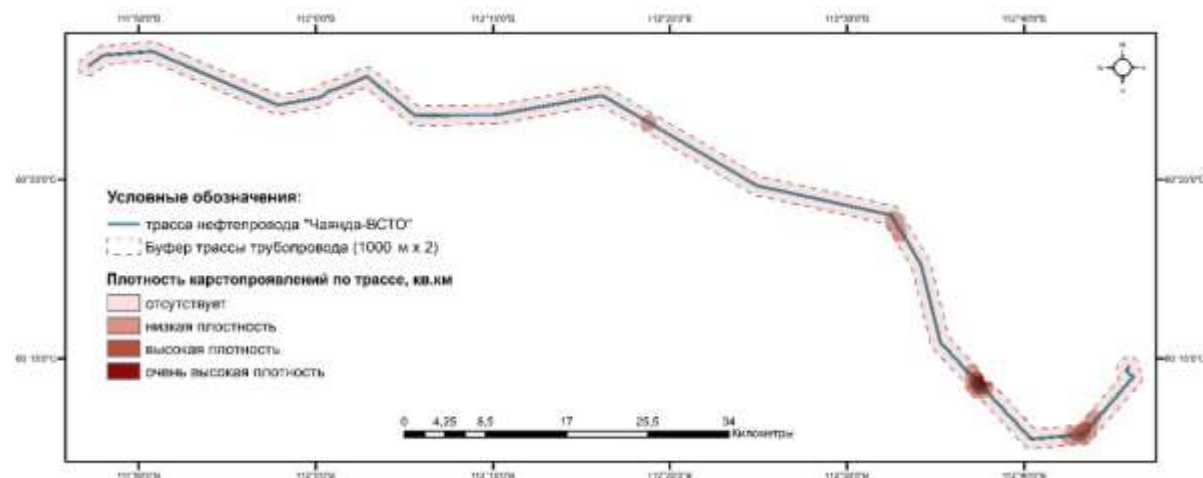


Рис. 9. Плотность распространения карстопоявлений по трассе трубопровода

Fig. 9. Karst distribution density along the pipeline route

Таблица 3. Результаты определения веса факторов развития карстово-суффозионной опасности по методу соотношения частностей (FR)

Table 3. Results of determining the weight of factors for the development of karst-suffusion hazard using the method of frequency ratio (FR)

Слои данных/Data layers	Классы/Class	% класса % of class	% карстовых участков % of karst area	FR
Уклон, градус Slope angle (degree)	<2	32,38	41,71	1,29
	2–6	36,15	39,45	1,09
	6–12	20,99	15,94	0,76
	12–25	8,36	2,83	0,34
	25–40	2,11	0,07	0,03
Плотность общей трещиноватости (тектоника и линейменты) Density of general fracture (tectonics and lineaments)	Низкая/Low	30,87	39,01	1,26
	Средняя/Medium	43,92	38,95	0,89
	Высокая/High	25,21	22,05	0,87
Плотность дренажа поверхности Drainage density	Очень низкая/Very low	19,30	40,82	2,11
	Низкая/Low	31,69	28,85	0,91
	Нормальная/Normal	23,44	25,85	1,10
	Высокая/High	17,73	4,48	0,25
	Очень высокая/Very high	7,84	0,00	0,00
Кривизна поверхности Plan curvature	вогнутые/concave	18,06	13,93	0,77
	плоские/flat	59,46	67,43	1,13
	выпуклые/convex	22,48	18,64	0,83
Стратиграфо-генетические комплексы (СТК) Genetic types and age	J _{1or}	13,07	0,00	0,00
	O _{1uk}	4,68	0,95	0,20
	O _{1sr}	8,32	11,09	1,33
	Є _{3vl}	15,77	0,10	0,01
	Є _{3il}	21,47	0,00	0,00
	Є ₂	5,29	6,45	1,22
	Є _{1ol}	4,97	41,65	8,38
	Є _{1ic}	13,67	14,43	1,06
Экспозиция склонов, градус Slope aspect (degree)	Є _{1cr}	12,76	25,33	1,99
	плоские/flat	1,73	1,38	0,80
	С (0–22,5)	3,21	2,49	0,78
	СВ (22,5–67,5)	10,96	8,86	0,81
	В (67,5–112,5)	14,20	11,94	0,84
	ЮВ (112,5–157,5)	13,96	15,00	1,07
	Ю (157,5–202,2)	13,99	17,11	1,22
	ЮЗ (202,5–247,5)	13,38	15,09	1,13
	З (247,5–292,5)	14,49	14,69	1,01
	СЗ (292,5–337,5)	11,06	10,68	0,97
	С (337,5–360)	3,02	2,76	0,91

На исследуемой территории преобладают уклоны с крутизной от 2° до 6° , при этом наиболее подвержены карстово-суффозионной опасности склоны с наименьшим градусом уклона – менее 2° (вес FR – 1,29). Если говорить о тектонической трещиноватости, то результаты неоднозначные. Исследуемая территория имеет достаточно активные геодинамические зоны, результаты проведенных исследований также показывают высокие процентные соотношения площадей тектонической трещиноватости в пределах буфера трассы. Однако наибольший вес (вес FR – 1,26) приурочен к минимальной плотности тектонической трещиноватости. Возможно, необходимо рассмотреть по отдельности элементы тектонических разломов и распределение элементов по трассе трубопровода для выявления первопричин активации карста.

Показатели кривизны поверхности подтверждают наличие карстово-суффозионных процессов на плоских участках поверхности (вес FR – 1,13). Если говорить об экспозиции склонов, то явно прослеживается доминирование южных склонов поверхности, выявленных по трассе (направления Ю, Ю-В, Ю-З, З), что связано и с количеством выпадаемых осадков, направлением ветра, инсоляцией и т. д.

Качественная оценка применения методики соотношения частных показателей показывает достаточно высокие результаты в применении к изучению карстовых процессов, однако необходимо рассмотреть дополнительные факторы (климатические особенности, метеорологическую обстановку территории, антропогенное воздействие и т. д.) и проработку существующих факторов.

Для демонстрации областей и определения границ участков, предрасположенных к развитию карста в пределах территории трассы трубопровода, факторные карты интегрированы в единую карту степени восприимчивости территории к развитию карстово-суффозионных процессов с соответствующим весом каждого класса. Все участки классифицированы на пять категорий: очень низкая, низкая, средняя, повышенная и высокая. Стоит отметить, что участки, полученные с применением метода FR, полностью совпадают с картами закарстованности территории (сравнивая визуально карту плотности карстопроявлений на рис. 9 и карту восприимчивости территории на рис. 10), полученными при инженерных изысканиях, а также имеют дополнительные области, которые подтверждают возможное развитие и распространение процесса в период эксплуатации.

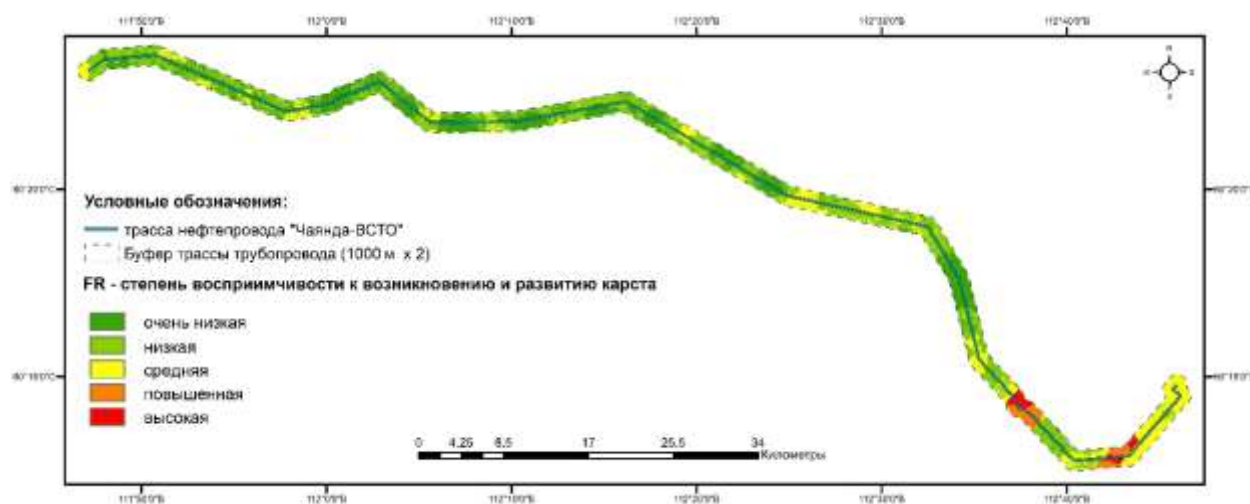


Рис. 10. Карта восприимчивости территории к карстово-суффозионным процессам с использованием FR метода

Fig. 10. Map of the susceptibility of the territory to karst-suffosion processes using the FR method

Выводы

1. В ходе данного исследования доказано влияние выбранных факторов на активацию карстовых процессов путем применения методики соотношения частных показателей, которые подтверждаются участками ранее выявленных карстопроявлений в пределах трассы в период инженерно-геологических изысканий при проектировании трубопровода.
2. Однозначно стоит отметить высокую взаимосвязь карстопроявлений и типов стратиграфогенетических комплексов с плотностью дренажа поверхности. В дальнейших исследованиях необ-

ходимо рассмотреть дополнительные факторы для консолидации и уточнения областей, предрасположенных к развитию карста.

3. Полученная карта восприимчивости позволяет идентифицировать конкретные границы участков для определения решений по наблюдениям за развитием того или иного ЭГП и оптимизации эксплуатации нефтепровода. Поэтому предложенный в данной работе методологический подход к оценке и прогнозу развития ЭГП можно использовать и на других протяженных газо- и нефтепроводах, расположенных в сложных геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Li X., Wu Q., Jin H. New methods for predicting strain demand of Arctic gas pipelines across permafrost under frost heave displacement // *Geofluids*. – 2022. – V. 2022 (first online). URL: <https://www.hindawi.com/journals/geofluids/2022/9094890/> (дата обращения 30.12.2022).
2. Li X., Wu Q., Jin X. Mitigation strategies and measures for frost heave hazards of chilled gas pipeline in permafrost regions: a review // *Transportation Geotechnics*. – 2022. – P. 100786.
3. Stroková L.A. Modeling of tunneling-induced ground surface movement. Scientific and technical challenges in the well drilling progress // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2015. – V. 24. Article number 012030. – 6 p. URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012030> (дата обращения 30.12.2022).
4. Stroková L.A., Teterin E.A. Identification, diagnosis and ranking of risks of geohazard in pipeline and urbanized territories // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2016. – V. 43. – 6 p. URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012051> (дата обращения 30.12.2022).
5. Варламов С., Скрыбин П. Инженерно-геокриологическое состояние коридоров трасс трубопроводов центральной Якутии // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: Материалы X Всероссийской научно-практической конференции с международным участием* / отв. ред. В.Ю. Фридовский. – Якутск, 8–10 апреля 2020. – Якутск: ИД СВФУ, 2020. – С. 430–433.
6. Казанцева Л.А., Воробьева С.В. Мониторинг геокриологических условий природных ландшафтов на трассе газопровода Надым-Пунга // *Транспорт и машиностроение Западной Сибири*. – 2020. – № 1. – С. 29–35.
7. Трифонов О.В., Силкин В.М., Черный В.П. Прогнозирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода «Сила Сибири» на участках развития опасных инженерно-геокриологических процессов на основе математических моделей // *Вести газовой науки*. – 2020. – № 2 (44). – С. 34–50.
8. Опыт инженерно-геологического районирования по несущей способности грунтов промплощадки Эльгинского ГОК в Якутии / Л.А. Строкова, С.А. Дмитриева, Н.В. Осьмушкина, А.В. Осьмушкин // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 2. – С. 175–185.
9. Karst hazard assessment in the design of the main gas pipeline (South Yakutia) / L.A. Stroková, E.M. Dutova, A.V. Ermolaeva, I.N. Alimova, A.B. Strelnikova // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2015. – V. 27. – 012032. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012032> (дата обращения 10.12.2022).
10. Hoopes O., Croft P., Wutting F. Embankment fill slope movement on thaw sensitive permafrost: combining creep testing and thermal simulations to develop mitigation options at lost creek along the Trans-Alaska pipeline system; Lost Creek. P. 2 // *Permafrost 2021: Merging Permafrost Science and Cold Regions Engineering*. – Reston, VA: American Society of Civil Engineers, 2021. – P. 360–373.
11. Changes in near-surface permafrost temperature and active layer thickness in Northeast China in 1961–2020 based on GIPL model / S. Huang, Q. Ding, K. Chen, Z. Hu, Y. Liu, X. Zhang, L. Ding // *Cold Regions Science and Technology*. – 2023. – V. 206. – P. 103709.
12. Investigation of permafrost engineering geological environment with electrical resistivity tomography: a case study along the China-Russia crude oil pipelines / X. Li, X. Jin, X. Wang, H. Jin, L. Tang, X. Li, R. He, Y. Li, C. Huang, S. Zhang // *Engineering Geology*. – 2021. – V. 291. – № 106237 URL: <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2021.106237> (дата обращения 01.06.2022).
13. Past and future of permafrost monitoring: stability of Russian energetic infrastructure / V.P. Melnikov, V.I. Osipov, A.V. Brouchkov, S.V. Badina, M.R. Sadurtdinov, D.S. Drozdov, R.Y. Fedorov // *Energies*. – 2022. – V. 15. – № 9. – P. 3190.
14. Monitoring the permafrost conditions along pipeline routes in Central Yakutia, Russia / S. Varlamov, P. Skryabin, A. Zhirkov, Z. Wen // *Land*. – 2022. – V. 11. – № 12. – P. 2331.
15. Assessment of permafrost disturbances caused by two parallel buried warm-oil pipelines: a case study at a high-latitude wetland site in Northeast China / F. Wang, G. Li, W. Ma, D. Chen, G. Wu, Y. Cao, F. Che // *Cold Regions Science and Technology*. – 2022. – P. 103753.
16. Мележ Т.А. Типологическое районирование трасс магистральных трубопроводов по возможности проявления инженерно-геологических процессов (на примере трассы магистрального трубопровода «Дружба 2» в пределах Республики Беларусь) // *Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле*. – 2020. – Т. 20. – № 1. – С. 10–16.
17. Трифонов О.В., Морин И.Ю., Володин П.А. Принципы классификации участков по прогнозируемой опасности для магистральных газопроводов, расположенных в зонах развития опасных инженерно-геокриологических процессов // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2021. – № 2. – С. 82–98.
18. Effects of extreme floods on fluvial changes: the Khorramabad River as case study (western Iran) / S. Sharafi, H. Kamangir, S.A. King, R. Safaierad // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2021. – V. 14. – № 12. – P. 1–11.
19. Stroková L.A. Numerical model of surface subsidence during subway tunneling *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. – 2009. – V. 46 (3). – P. 117–119.
20. Stroková L. Recognition of geological processes in permafrost conditions // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2019. – V. 78 (8). – P. 5517–5530.
21. Vladova A.Y. Remote geotechnical monitoring of a buried oil pipeline // *Mathematics*. – 2022. – V. 10. – № 11. – P. 1813.
22. Thermal and mechanical analysis of the China–Russia crude oil pipeline suffering settlement disaster in permafrost regions / J. Zhou, Z. Liang, L. Zhang, T. Zheng, J. Zheng // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. – 2022. – V. 199. – P. 104729.
23. Елизаров А.С., Курчатова А.Н. Мониторинг надземных трубопроводов с помощью глобальных навигационных спутниковых систем // *Вестник СГУиТ (Сибирского государственного университета геосистем и технологий)*. – 2020. – Т. 25. – № 1. – С. 28–42.
24. Епифанова Е.А., Строкова Л.А. Оценка деформаций исторического здания в Томске с помощью комплексного подхода, основанного на сочетании наземного лазерного сканирования и конечно-элементного моделирования // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 5. – С. 27–41.
25. Реутских Н.В., Бережной М.А., Дуденко И.А. Геотехнический мониторинг для магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород // *Научный журнал Российского газового общества*. – 2016. – № 2. – С. 22–26.
26. Строкова Л.А., Нечаев Д.А. Роль опасных геологических процессов при эксплуатации нефтепровода «Чаянда–ВСТО» // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 125–134.
27. Технический отчет по инженерным изысканиям. Обустройство нефтяной оторочки ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ. Этап 3. Строительство нефтепровода Чаянда–ВСТО. В 5 т. Т. 2 (часть 2). – Саратов: ОАО «ВНИПИгаздобыча», 2014. – 412 с.
28. Геологическая карта СССР масштаба 1:200000 (сост. Ю.А. Дукардт), лист Р-49-XXXV, серия Верхне-Вилуйская. – М.: Недра, 1973.
29. Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья (северной Евразии). – М.: Изд-во МГУ, 1996. – 448 с.
30. Кутепов В.М. Карта «Опасность карста». Научное издание «Атлас природных и техногенных опасностей и рисков чрезвычайных ситуаций в Российской Федерации» / под общ. ред. С.К. Шойгу. – М.: ИПЦ «Дизайн. Информация. Картография», 2010. – 696 с.
31. Толмачев В.В., Троицкий Г.М., Хоменко В.П. Инженерно-строительное освоение закарстованных территорий. – М.: Стройиздат, 1986. – 176 с.
32. Comparison and validation of per-pixel and object-based approaches for landslide susceptibility mapping / T. Gudiyangada Nachappa, S. Kienberger, S.R. Meena, D. Hölbling, T. Blaschke // *Geomatics, Natural Hazards and Risk*. – 2020. – V. 11. – № 1. – P. 572–600.

33. Gebreegziabher T., Suryabagavan K.V., Kumar Raghuvanshi T. WebGIS-based decision support system for soil erosion assessment in Legedadi watershed, Oromia Region, Ethiopia // *Geology, Ecology, and Landscapes*. – 2021. – P. 1–18. URL: <https://doi.org/10.1080/24749508.2021.1924441> (дата обращения 11.06.2022).
34. Hearn G.J. Geomorphology in engineering geological mapping and modelling // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2019. – V. 78. – № 2. – P. 723–742.
35. Landslide mapping from aerial photographs using change detection-based Markov random field / Z. Li, W. Shi, P. Lu, Q. Wang, Z. Miao // *Journal Remote Sensing of Environment*. – 2016. – V. 187. – P. 76–90.
36. Mapping soil erosion-prone sites through GIS and remote sensing for the Tifnout Askaoun watershed, southern Morocco / A. Tairi, A. Elmouden, L. Bouchaou, M. Aboulouafa // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2021. – V. 14. – № 9. – P. 1–22.
37. Martínez-Graña A.M., Goy J.L., Zazo C. Engineering geology maps for planning and management of natural parks: «Las Batuecas-Sierra de Francia» and «Quilamas», (Central Spanish System, Salamanca, Spain) // *Geosciences*. – 2013. – V. 1. – P. 46–62.
38. Engineering geological mapping of earthquake-induced landslides in South Lefkada Island, Greece: evaluation of the type and characteristics of the slope failures / N. Grendas, V. Marinos, G. Papathanassiou, A. Ganas, S. Valkaniotis // *Environmental Earth Sciences*. – 2018. – V. 77. – № 12. – P. 425. URL: <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7598-9> (дата обращения 01.06.2022).
39. Failache M.F., Zuquette L.V. Geological and geotechnical land zoning for potential Hortonian overland flow in a basin in southern Brazil // *Engineering Geology*. – 2018. – V. 246. – P. 107–122.
40. Hassanpour J., Firouzei Y., Hajipour G. A regional-scale engineering geological study for selecting suitable rock masses for constructing unlined oil storage caverns in Southern Zagros, Iran // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2019. – V. 78. – № 1. – P. 267–280.
41. Ivanova E. Landslide susceptibility mapping using frequency ratio and Analytic Hierarchy Process (AHP): comparative study of two areas in Bulgaria // *Analysis and Management of Changing Risk for Natural Hazards: Proceedings of the International Conference*. – Padua, Italy, 18–19 November, 2014. – P. AP23-1–AP23-9. URL: <https://www.researchgate.net/publication/318589814> (дата обращения 01.06.2022).
42. Rasyid A.R., Bhandary N.P., Yatabe R. Performance of frequency ratio and logistic regression model in creating GIS based landslides susceptibility map at Lompobattang Mountain, Indonesia // *Geoenvironmental Disasters*. – 2016. – V. 3. – Article number 19. URL: <https://doi.org/10.1186/s40677-016-0053-x> (дата обращения 01.06.2022).
43. Fuzzy comprehensive safety evaluation of pipeline disaster in China–Russia crude oil permafrost region based on improved analytic hierarchy process-entropy weight method / Y. Shen, D. Chen, M. Zhang, T. Zuo // *Advances in Materials Science and Engineering*. – 2022. – V. 2022. (first online). URL: <https://www.hindawi.com/journals/amse/2022/3157793/> (дата обращения 01.06.2022).
44. Optimizing the frequency ratio method for landslide susceptibility assessment: a case study of the Caiyuan Basin in the southeast mountainous area of China / Y.X. Zhang, H.X. Lan, L.P. Li, Yu.M. Wu, J.H. Chen, N.M. Tian // *Journal of Mountain Science*. – 2020. – V. 17. – P. 340–357. URL: <https://doi.org/10.1007/s11629-019-5702-6> (дата обращения 01.06.2022).
45. Moses A.N. GIS-RUSLE interphase modelling of soil erosion hazard and estimation of sediment yield for river Nzoia basin in Kenya // *J Remote Sens GIS*. – 2017. – V. 6. – № 3. – P. 1–13.
46. Pambudi A.S., Moersidik S.S., Karuniasa M. Analysis of recent erosion hazard levels and conservation policy recommendations for Lesti Subwatershed, Upper Brantas Watershed // *Jurnal Perencanaan Pembangunan: the Indonesian Journal of Development Planning*. – 2021. – V. 5. – № 1. – P. 71–93.
47. Soil erosion modelling using GIS and revised universal soil loss equation approach: a case study of Guna-Tana landscape, Northern Ethiopia / A. Teshome, A. Halefom, M. Teshome, I. Ahmad, Y. Taddele, M. Dananto, P. Szucs // *Modeling Earth Systems and Environment*. – 2021. – V. 7. – № 1. – P. 125–134.
48. Баборыкин М.Ю. Сходимость результатов дистанционного метода дешифрирования с полевыми работами на линейном объекте. На примере оползневого участка // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 7. – С. 161–175.
49. Фи Х.Т., Строкова Л.А. Типизация грунтовых толщ территории города Ханой (Вьетнам) при изучении оседания земной поверхности из-за извлечения подземных вод // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 4. – С. 6–17.

Поступила 30.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 15.02.2023 г.

Информация об авторах

Нечаев Д.А., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; ведущий инженер Линейно-эксплуатационной службы Чаяндинского нефтегазопромыслового управления ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

Строкова Л.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 624.131

ASSESSMENT OF KARST-SUFFUSION HAZARD OF THE CHAYANDA–ESPO OIL PIPELINE IN YAKUTIA

Dmitry A. Nechaev^{1,2},
nechaevdmitryrf@gmail.com

Lyudmila A. Strokov¹,
sla@tpu.ru

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

² Linear Operational Service of the Chayandinsky Oil and Gas Field Management of Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC,
2, 40 let Pobedy street, Noyabrsk, 629806, Russia.

The study is relevant due to the need to identify dangerous sections of oil and gas pipelines located in underdeveloped and sparsely populated areas, due to the development of dangerous geological processes.

This study aims to assess the intensity and forecast the development of karst-suffusion processes within the pipeline route located in southern Yakutia, and to determine the most significant factors that activate this process.

Methods: processing engineering and geological survey data, digitization of geological maps and decoding satellite images to build factor maps that affect the activation of the karst process: geological structure of the route; curvature, slope, surface exposure; map of surface drainage density and density of total tectonic fracturing. We created a map of the density of karst occurrences along the route according to the route survey and data from engineering and geological surveys during construction. We compiled a map of the susceptibility of the route territory to the development of karst-suffusion processes based on the Frequency Ratio method.

Results. We carried out a description of the engineering and geological conditions of the pipeline route. To assess the karst-suffusion hazard of the pipeline route, calculations were made of the expected sizes of sinkholes in the base of structures using the method of G.M. Shakhunyan. Using the method of the ratio of particulars, the correlations between factors and foci of karst occurrences along the pipeline route were obtained. The susceptibility map developed on the basis of these results makes it possible to determine specific site boundaries for determining solutions for monitoring the development of the exogenous process and optimizing the pipeline operation processes. Therefore, such methodology can be applied to other extended gas and oil pipelines located in difficult geological conditions.

Key words:

Oil pipeline, engineering-geological processes, geocryological conditions, karst, permafrost soils, method of correlation of particulars, susceptibility map.

The research was carried out at National Research Tomsk Polytechnic University within the program of National Research Tomsk Polytechnic University competitiveness enhancement (VIU funds).

REFERENCES

- Li X., Wu Q., Jin H. New methods for predicting strain demand of Arctic gas pipelines across permafrost under frost heave displacement. *Geofluids*, 2022, vol. 2022. Available at: <https://www.hindawi.com/journals/geofluids/2022/9094890/> (accessed 30 December 2022).
- Li X., Wu Q., Jin X. Mitigation strategies and measures for frost heave hazards of chilled gas pipeline in permafrost regions: a review. *Transportation Geotechnics*, 2022, no. 100786.
- Strokov L.A. Modeling of tunneling-induced ground surface movement. Scientific and technical challenges in the well drilling progress. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24, no. 012030, 6 p. Available at: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012030> (accessed 30 December 2022).
- Strokov L.A., Teterin E. A. Identification, diagnosis and ranking of risks of geohazard in pipeline and urbanized territories *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, Article number 012051, 6 p. Available at: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012051> (accessed 30 December 2022).
- Varlamov S., Scriabin P. Inzhenerno-geokriologicheskoe sostoyanie koridorov trass truboprovodov tsentralnoy Yakutii [Engineering-geocryological state of corridors of pipelines of Central Yakutia]. *X Vserossiyskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya s mezhdunarodnym uchastiem. Geologiya i mineralno-syrevye resursy Severo-Vostoka Rossii* [Geology and mineral resources of the North-East of Russia. X All-Russian Scientific conference with international participation]. Yakutsk, 8–10 April 2020. Yakutsk, SVFU Publ., 2020. pp. 430–433.
- Kazantseva L.A., Vorobieva S.V. Monitoring of geocryological conditions of natural landscapes on the route of the Nadym-Punga gas pipeline. *Transport and mechanical engineering of Western Siberia*, 2020, no. 1, pp. 29–35.
- Trifonov O.V., Silkin V.M., Cherniy V.P. Forecasting the stress-strain state of the main gas pipeline «Power of Siberia» in the areas of development of dangerous engineering and geocryological processes based on mathematical models. *Vesti gazovoy nauki*, 2020, no. 2 (44), pp. 34–50. In Rus.
- Strokov L.A., Dmitrieva S.A. Osmushkina N.V., Osmushkin A.V. Experience of engineering-geological zoning on bearing capacity of soils of the industrial site of Elga coal-preparation plant in Yakutia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 2, pp. 175–185. In Rus.
- Strokov L. A., Dutova E.M., Ermolaeva A.V., Alimova I.N., Strelnikova A.B. Karst hazard assessment in the design of the main gas pipeline (South Yakutia). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 27, 012032. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012032> (accessed 10 December 2022).
- Hoopes O., Croft P., Wutting F. Embankment fill slope movement on thaw sensitive permafrost: combining creep testing and thermal simulations to develop mitigation options at lost creek along the Trans-Alaska pipeline system; Lost Creek. P. 2. *Permafrost 2021: Merging Permafrost Science and Cold Regions Engineering*. Reston, VA, American Society of Civil Engineers, 2021. pp. 360–373.

11. Huang S., Ding Q., Chen K., Hu Z., Liu Y., Zhang X., Ding L. Changes in near-surface permafrost temperature and active layer thickness in Northeast China in 1961–2020 based on GIPL model. *Cold Regions Science and Technology*, 2023, vol. 206, pp. 103709.
12. Li X., Jin X., Wang X. Jin H., Tang L., Li X., He R., Li Y., Huang C., Zhang S. Investigation of permafrost engineering geological environment with electrical resistivity tomography: a case study along the China-Russia crude oil pipelines. *Engineering Geology*, 2021, vol. 291, no. 106237.
13. Melnikov V.P., Osipov V.I., Brouchkov A.V., Badina S.V., Sadurtdinov M.R., Drozdov D.S., Fedorov R.Y. Past and future of permafrost monitoring: stability of Russian energetic infrastructure. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 9, pp. 3190.
14. Varlamov S., Skryabin P., Zhirkov A., Wen Z. Monitoring the permafrost conditions along pipeline routes in Central Yakutia, Russia. *Land*, 2022, vol. 11, no. 12, pp. 2331.
15. Wang F., Li G., Ma W., Chen D., Wu G., Cao Y., Che F. Assessment of permafrost disturbances caused by two parallel buried warm-oil pipelines: a case study at a high-latitude wetland site in Northeast China. *Cold Regions Science and Technology*, 2022, pp. 103753.
16. Melezh T.A. Typological zoning of trunk pipeline routes according to the possibilities of engineering-geological processes (on the example of the trunk pipeline «Druzhba 2» within the Limits of the Republic of Belarus). *Izv. Saratov Univ. (N. s.), Ser. Earth Sciences*, 2020, vol. 20, Iss. 1, pp. 10–16. In Rus. DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2020-20-1-10-16>
17. Trifonov O.V., Morin I.Yu., Volodin P.A. Printsipy klassifikatsii uchastkov po prognozirovomoy opasnosti dlya magistralnykh gazoprovodov, raspolozhennykh v zonakh razvitiya opasnykh inzhenerno-geokriologicheskikh protsessov [Principles of classification of sites according to the predicted danger for main gas pipelines located in areas of development of hazardous engineering and geocryological processes]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2021, no. 2, pp. 82–98. In Rus.
18. Sharafi S., Kamangir H., King S.A., Safaierad R. Effects of extreme floods on fluvial changes: the Khorramabad River as case study (western Iran). *Arabian Journal of Geosciences*, 2021, vol. 14, no. 12, pp. 1–11.
19. Strokova L.A. Numerical model of surface subsidence during subway tunneling. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 2009, vol. 46 (3), pp. 117–119.
20. Strokova L. Recognition of geological processes in permafrost conditions. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2019, vol. 78, no. 8, pp. 5517–5530.
21. Vladova A.Y. Remote geotechnical monitoring of a buried oil pipeline. *Mathematics*, 2022, vol. 10 (11), 1813.
22. Zhou J., Liang Z., Zhang L., Zheng T., Zheng J. Thermal and mechanical analysis of the China–Russia Crude Oil Pipeline suffering settlement disaster in permafrost regions. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 2022, vol. 199, 104729.
23. Elizarov A.S., Kurchatova A.N. Monitoring nadzemnykh truboprovodov s pomoshchyu globalnykh navigatsionnykh sputnikovyykh sistem [Monitoring of elevated pipelines using global navigation satellite systems]. *Vestnik SGUGiT (Sibirskogo gosudarstvennogo universiteta geosistem i tekhnologii)*, 2020, vol. 25, no. 1, pp. 28–42.
24. Epifanova E.A., Strokova L.A. Evaluation of deformations of a historical building in Tomsk using an integrated approach based on a combination of ground-based laser scanning and finite element modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 5, pp. 27–41. In Rus.
25. Reutskikh N.V., Berezhnoy M.A., Dudenko I.A. Geotekhnichesky monitoring dlya magistralnykh truboprovodov v razlichnykh tipakh mnogoletnemerykh porod [Geotechnical monitoring for trunk pipelines in various types of permafrost]. *Nauchny zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva*, 2016, no. 2, pp. 22–26.
26. Strokova L.A., Nechaev D.A. The role of hazardous geological processes in the operation of the Chayanda-ESPO oil pipeline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 9, pp. 125–134. In Rus.
27. Tekhnicheskiy otchet po inzhenernym izyskaniyam. Obustroystvo nefyanoy otorochki botuobinskoy zalezhi Chayandinskogo NGKM s vydeleniem etapa opytno-promyshlennykh robot. Etap 3. Stroitelstvo nefteprovoda Chayanda–VSTO. V 5 t. T. 2. (chast 2) [Technical report on engineering surveys. Arrangement of the oil rim of the Botuobinskoe deposit of the Chayandinskoe oil and gas condensate field with the allocation of the stage of pilot work. Stage 3. Construction of the Chayanda-ESPO oil pipeline. In 5 vols. T. 2.1 (part 2)]. Saratov, VNIPIgazdobyicha Publ., 2014. 412 p.
28. *Geologicheskaya karta SSSR masshtaba 1:200000 (sost. Yu.A. Dukardt), list P-49-XXXV, seriya Verkhne-Vilyuyskaya* [Geological map of the USSR at a scale of 1:200000 (compiled by Yu.A. Dukardt), sheet P-49-XXXV, Verkhne-Vilyuyskaya series]. Moscow, Nedra, 1973. 1 p.
29. Milanovsky E.E. *Geologiya Rossii i blizhnego zarubezhya (severnoy Evrazii)* [Geology of Russia and neighboring countries (northern Eurasia)]. Moscow, Moscow State University Publ., 1996. 448 p.
30. Kutepov V.M. *Karta «Opasnost karsta». Nauchnoe izdanie «Atlas prirodnikh i tehnogennykh opasnostey i riskov chrezvychaynykh situatsiy v Rossiyskoy Federatsii»* [Map «Danger of Karst» Scientific publication «Atlas natural and man-made hazards and risks of emergency situations in the Russian Federation»]. Ed. by S.K. Shoygu. Moscow, Design. Information. Cartography Publ., 2010. 696 p.
31. Tolmachev V.V., Troitsky G.M., Khomenko V.P. *Inzhenerno-stroitelnoe osvoenie zakarstovannykh territoriy* [Engineering and construction development of karst territories]. Moscow, Stroyizdat Publ., 1986. 176 p.
32. Gudiyangada Nachappa T., Kienberger S., Meena S.R., Hölbling D., Blaschke T. Comparison and validation of per-pixel and object-based approaches for landslide susceptibility mapping. *Geomatics, Natural Hazards and Risk*, 2020, vol. 11, no. 1, pp. 572–600.
33. Gebreegziabher T., Suryabagavan K.V., Kumar Raghuvanshi T. WebGIS-based decision support system for soil erosion assessment in Legedadi watershed, Oromia Region, Ethiopia. *Geology, Ecology, and Landscapes*, 2021, pp. 1–18. Available at: <https://doi.org/10.1080/24749508.2021.1924441> (accessed 11 November 2022).
34. Hearn G.J. Geomorphology in engineering geological mapping and modelling. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2019, vol. 78, no. 2, pp. 723–742.
35. Li Z., Shi W., Lu P., Wang Q., Miao Z. Landslide mapping from aerial photographs using change detection-based Markov random field. *Journal Remote Sensing of Environment*, 2016, vol. 187, pp. 76–90.
36. Tairi A., Elmouden A., Bouchaou L., Aboulouafa M. Mapping soil erosion-prone sites through GIS and remote sensing for the Tifnout Askaoun watershed, southern Morocco. *Arabian Journal of Geosciences*, 2021, vol. 14, no. 9, pp. 1–22.
37. Martínez-Graña A.M., Goy J.L., Zazo C. Engineering geology maps for planning and management of natural parks: «Las Batuecas-Sierra de Francia» and «Quilamas», (Central Spanish System, Salamanca, Spain). *Geosciences*, 2013, vol. 1, pp. 46–62.
38. Grendas N., Marinos V., Papathanassiou G., Ganas A., Valkaniotis S. Engineering geological mapping of earthquake-induced landslides in South Lefkada Island, Greece: evaluation of the type and characteristics of the slope failures. *Environmental Earth Sciences*, 2018, vol. 77, no. 12, p. 425. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12665-018-7598-9> (accessed 1 June 2022).
39. Failache M.F., Zuquette L.V. Geological and geotechnical land zoning for potential Hortonian overland flow in a basin in southern Brazil. *Engineering Geology*, 2018, vol. 246, pp. 107–122.
40. Hassanpour J., Firouzei Y., Hajipour G. A regional-scale engineering geological study for selecting suitable rock masses for constructing unlined oil storage caverns in Southern Zagros, Iran. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2019, vol. 78, no. 1, pp. 267–280.
41. Ivanova E. Landslide susceptibility mapping using frequency ratio and Analytic Hierarchy Process (AHP): Comparative study of two areas in Bulgaria. *Analysis and Management of Changing Risk for Natural Hazards. Proceedings of the International Conference*. Padua, Italy, 18–19 November, 2014. pp. AP23-1–AP23-9. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/318589814> (accessed 1 June 2022).
42. Rasyid A.R., Bhandary N.P., Yatabe R. Performance of frequency ratio and logistic regression model in creating GIS based landslides susceptibility map at Lompobattang Mountain, Indonesia.

- Geoenvironmental Disasters*, 2016, vol. 3. Article number 19. Available at: <https://doi.org/10.1186/s40677-016-0053-x> (accessed 1 June 2022).
43. Shen Y., Chen D., Zhang M., Zuo T. Fuzzy Comprehensive safety evaluation of pipeline disaster in China–Russia crude oil permafrost region based on improved analytic hierarchy process-entropy weight method. *Advances in Materials Science and Engineering*, 2022, vol. 2022. Available at: <https://www.hindawi.com/journals/amse/2022/3157793/> (accessed 1 June 2022).
 44. Zhang Y.X., Lan H.X., Li L.P., Wu Yu.M., Chen J.H., Tian N.M. Optimizing the frequency ratio method for landslide susceptibility assessment: a case study of the Caiyuan Basin in the southeast mountainous area of China. *Journal of Mountain Science*, 2020, vol. 17, pp. 340–357. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11629-019-5702-6> (accessed 1 June 2022).
 45. Moses A.N. GIS-RUSLE interphase modelling of soil erosion hazard and estimation of sediment yield for river Nzoia basin in Kenya. *J Remote Sens GIS*, 2017, vol. 6, no. 3, pp. 1–13.
 46. Pambudi A.S., Moersidik S.S., Karuniasta M. Analysis of recent erosion hazard levels and conservation policy recommendations for Lesti Subwatershed, Upper Brantas Watershed. *Journal Perencanaan Pembangunan: the Indonesian Journal of Development Planning*, 2021, vol. 5, no. 1, pp. 71–93.
 47. Teshome A., Halefom A., Teshome M., Ahmad I., Taddele Y., Dananto M., Szucs P. Soil erosion modeling using GIS and revised universal soil loss equation approach: a case study of Guna-Tana landscape, Northern Ethiopia. *Modeling Earth Systems and Environment*, 2021, vol. 7, no. 1, pp. 125–134.
 48. Baborykin M.Yu. Convergence of the results of interpretation remote method with field work on a linear object. On the example of landslide plot. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 161–175. In Rus.
 49. Phi H. T., Strokova L.A. Classification of soil types for Hanoi (Vietnam) when studying land subsidence at groundwater extraction. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 4, pp. 6–17. In Rus.

Received: 30 January 2023.

Reviewed: 15 February 2023.

Information about the authors

Dmitry A. Nechaev, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University; leading engineer, Linear Operational Service of the Chayandinsky Oil and Gas Field Management of Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC.

Lyudmila A. Strokova, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 673.11; 661.665.1

ПОЛУЧЕНИЕ ОБЪЕМНЫХ ИЗДЕЛИЙ ИЗ МЕТАЛЛОМАТРИЧНОГО КОМПОЗИТА Cu-SiC ДЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕПЛОПРОВОДЯЩИХ СИСТЕМ

Никитин Дмитрий Сергеевич¹,
nikitindmsr@yandex.ru

Шаненков Иван Игоревич^{2,1},
i.i.shanenkov@utmn.ru

Насырбаев Артур¹,
arn1@tpu.ru

Вымпина Юлия Николаевна¹,
ynp2@tpu.ru

Орлова Евгения Георгиевна¹,
lafleur@tpu.ru

Ивашутенко Александр Сергеевич¹,
ivashutenko@tpu.ru

Сивков Александр Анатольевич^{1,3},
sivkov@tpu.ru

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

² Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Ленина, 25.

³ Цзилиньский университет,
Китай, 130023, Чанчунь, ул. Цяньцзинь, 2699.

Актуальность исследования связана со стремительным развитием современных высокопроизводительных вычислительных систем, супернейрокомпьютеров и устройств искусственного интеллекта, которое сегодня сдерживается во многом из-за отсутствия эффективной системы охлаждения элементов высокоомощных устройств. Композитные материалы Cu-SiC с повышенными физико-механическими и теплофизическими характеристиками могут быть использованы для решения задач интенсификации теплоотвода.

Цель: получить объемные изделия из металломатричного композита Cu-10%SiC с повышенными физико-механическими и теплофизическими характеристиками методом искрового плазменного спекания.

Объекты: объемные изделия из металломатричного композита Cu-10%SiC. Образцы получены методом искрового плазменного спекания при температурах 700, 750, 800, 850 °C и давлении 60 МПа.

Методы: искровое плазменное спекание; рентгеновская дифрактометрия (рентгенофазовый анализ); сканирующая электронная микроскопия; индентирование; метод лазерной вспышки.

Результаты. Проведены экспериментальные исследования по получению объемных металломатричных композитов с медной матрицей и добавлением армирующих сверхтвердых частиц карбида кремния Cu-10%SiC. Проведено компактирование дисперсных композитных материалов путем искрового плазменного спекания при различных температурах 700, 750, 800 и 850 °C. Исследованы микроструктура и состав исходных дисперсных материалов и конечных объемных продуктов. Показано, что метод искрового плазменного спекания обладает преимуществами для получения относительно плотных материалов с высокими физико-механическими и теплофизическими свойствами. Анализ полученных образцов показал формирование плотной (до ~88 %) однородной мелкозернистой композитной структуры. Наибольшее уплотнение материала достигается при наибольшей температуре спекания 850 °C, что обуславливает для этого образца демонстрацию максимальных твердости ($H=3,63$ ГПа) и модуля Юнга ($E=159,63$ ГПа), а также коэффициента теплопроводности при комнатной температуре ($\lambda=223$ Вт/м·К). Полученные композитные материалы могут быть использованы в качестве конструкционных и функциональных материалов для энергоэффективных теплопроводящих систем.

Ключевые слова:

медь, карбид кремния, металломатричные композиты, искровое плазменное спекание, армирование, теплопроводность.

Введение

Развитие критически важных передовых цифровых интеллектуальных производственных технологий, систем обработки больших объемов данных, машинного оборудования и искусственного интеллекта сопровождается значительным ростом теплонапряженности подобного рода систем и устройств. Примерами таких систем являются радиаторы электронных систем, термосифоны, тонкопленочные теплообменные устройства. Особенно актуальным становится производство высокоэффективных теплопроводящих систем в свете развития других перспективных технологий. Так, одной из основных причин, сдерживающих массовое внедрение систем связи 5G, является

отсутствие надежных компактных систем обеспечения теплового режима со сроками безаварийной работы более 10 лет (способных отводить тепловые потоки около 1000 Вт/см²) [1, 2]. Это связано с фундаментальной проблемой теплофизики – необходимостью отвода тепловых потоков высокой плотности от теплонегруженного оборудования.

Наиболее перспективным решением проблемы является создание новых материалов, характеризующихся уникальными функциональными и конструкционными свойствами. Высокотехнологичные отрасли промышленности требуют легких компонентов с высокой теплопроводностью и низким коэффициентом теплового расширения [3–5]. Медь и сплавы на

основе меди благодаря высокой теплопроводности, пониженной коррозионной стойкости в среде агрессивных жидкостей и удовлетворительному сопротивлению усталости широко используются в различных инженерных приложениях, включая системы обеспечения теплового режима теплонагруженного оборудования, тепловые преобразователи, электрические компоненты и конструктивные детали [6, 7]. Тем не менее основным недостатком меди и ее сплавов является их низкая прочность и механические свойства.

Композитные материалы с металлической матрицей (или металломатричные композиты) с улучшенными физико-химическими, теплофизическими и механическими свойствами являются перспективными конструкционными материалами систем охлаждения, способных отводить тепловые потоки высокой плотности [8, 9]. Добавление керамических частиц, в особенности сверхтвердых материалов, к меди позволяет сочетать высокие механические и химические характеристики армирующей фазы и полезные теплофизические и электропроводящие свойства меди. Известны многочисленные составы композитов на основе меди и различных типов керамических частиц [10–14]. Среди наиболее важных керамических материалов, составляющих композиты с медью, выделяется карбид кремния SiC из-за его высоких твердости и теплопроводности, хорошей износостойкости и коррозионной стойкости, что значительно повышает прочность и износостойкость конечного объемного изделия без значительного ухудшения электрических и термических свойств меди [15, 16]. Таким образом, из-за высокой электро- и теплопроводности, высокой механической прочности и способности к обработке сваркой и пайкой композиты Cu-SiC привлекли большое внимание [17].

За прошедшие годы были разработаны различные технологии получения объемных композитных изделий на основе меди и керамических частиц SiC, характеризующиеся оптимизированной микроструктурой, механическими и тепловыми свойствами [18]. Наиболее распространено применение жидкофазных процессов, однако их применение приводит к ряду трудностей, которые ограничивают применение этих методов в производстве композитов на основе меди и керамических частиц [19]. К этим недостаткам относятся: агломерация керамических частиц во время механического перемешивания, осаждение керамических частиц, сегрегация вторичных фаз в металлической матрице, обширные межфазные реакции, разрушение керамических частиц во время механического перемешивания и проблемы обрабатываемости продуктов [20, 21]. Из-за этих проблем применяются различные способы предварительной активации и обработки исходного материала, что приводит к структурной однородности, возможности добавления большого количества армирующей фазы, возможности получения материала при более низкой температуре при сохранении микроструктуры исходного материала [22]. Кроме того, перспективным путем представляется применение для получения композитов Cu-SiC передового на сегодня метода искрового

плазменного спекания (spark plasma sintering – SPS), с использованием которого продемонстрированы оптимальное уплотнение и наилучшие механические свойства данных материалов [23, 24]. Тем не менее даже композиты Cu-SiC, полученные методом SPS, могут иметь некоторые недостатки, в том числе такие, как большие микроструктурные неоднородности в распределении частиц, наличие остаточной пористости и во многих случаях слабая связь между частицами и металлической матрицей [25]. Это отражается на конечных механических, электрических и тепловых свойствах получаемых изделий. Согласно литературным данным, сегодня актуальна задача разработки нетривиальных путей получения объемных композитов Cu-SiC. Такая задача, включающая подбор оптимального соотношения исходных материалов (в особенности микро- и нанодисперсных), надлежащих технологий спекания и соответствующих экспериментальных режимов, является актуальной в современном материаловедении.

В настоящей работе проведены экспериментальные исследования по получению объемных металломатричных композитов с медной матрицей и добавлением армирующих сверхтвердых частиц карбида кремния. Проведено компактирование дисперсных композитных материалов путем искрового плазменного спекания при различных температурах. Исследованы микроструктура и состав исходных дисперсных материалов и конечных объемных продуктов. Показано, что метод искрового плазменного спекания обладает преимуществами для получения относительно плотных материалов с высокими физико-механическими и теплофизическими свойствами. Результаты исследований, развитие которых сдерживается отсутствием эффективных, надежных и автономных систем, обеспечивающих требуемый температурный режим оборудования, могут быть использованы в многочисленных перспективных технологиях в микроэлектронике, авиационной, космической, нефтехимической промышленности.

Экспериментальная часть

В качестве исходных материалов для получения композитов Cu-SiC использовались коммерчески доступные порошки меди (ОСНВ, размер частиц 50–100 нм, чистота 98 %) и карбида кремния (ЛитПромАбразив, микрошлифпорошок SiC F1200, средний размер ~4,5 мкм, чистота >98 %). Выбор гранулометрического состава компонентов композита осуществлялся с учетом особенностей химической системы Cu-SiC, для которой свойственно растворение SiC в материале металлической матрицы при нагреве, что приводит к выпадению углерода в осадок. Таким образом, при выборе высокодисперсного SiC для спекания объемного изделия крайне высока вероятность растворения армирующего компонента, фазовых переходов, образования вторичных композитных фаз типа Cu-Si и, как следствие, ухудшения комплекса физико-механических и теплофизических характеристик, свойственных потенциальному композиту Cu-SiC [26]. Во избежание указанных побочных явлений

было принято решение использовать компоненты композита разной дисперсности, в частности армирующий компонент был использован в форме микронного порошка, что в целом подтверждается рядом исследований по спеканию материала Cu-SiC и смежных композитов, где намеренно используются компоненты разного гранулометрического состава [18, 27]. Порошки Cu и SiC смешивались при массовой концентрации SiC 10 % (что соответствует известным в литературе составам композитов [24, 25]) в изопропиловом спирте с применением ультразвуковой ванны (частота 40 кГц) до достижения однородного распределения армирующего компонента в металлической матрице и высушивались естественным образом. На рис. 1 изображен SEM-снимок дисперсного композитного образца, полученного при указанном режиме обработки, который подтверждает однородность распределения SiC в Cu. На снимке выделяются высокодисперсные контрастные частицы, часто сцепленные в агломераты, которые относятся к меди, и более крупные, контрастные и ограненные объекты микронных размеров, которые идентифицируются как карбид кремния.

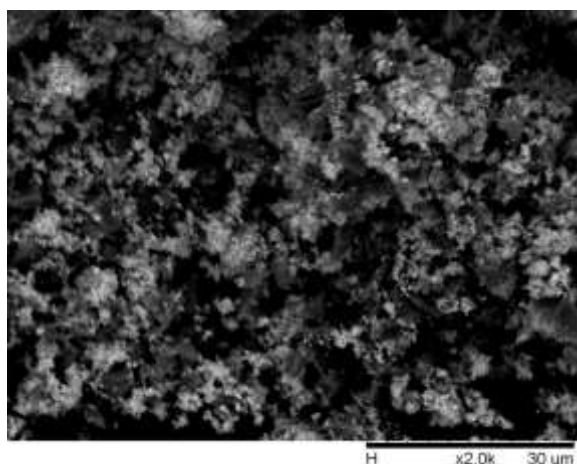


Рис. 1. SEM-снимок дисперсного композитного образца Cu-10%SiC, полученного путем обработки в ультразвуке

Fig. 1. SEM image of dispersed Cu-10%SiC composite obtained by sonication

Для получения объемных композитных материалов с металлической медной матрицей и с добавлением армирующих частиц SiC использовалась установка искрового плазменного спекания SPS 10-4 Thermal Technology, предназначенная для консолидации порошковых материалов и формирования объемных образцов при одновременном воздействии импульсного греющего тока и приложении внешнего давления. Образцы цилиндрической формы диаметром 12,7 мм и толщиной ~4 мм спекались в графитовой пресс-форме с графитовыми пуансонами. По литературным данным определено, что спекать композиты Cu-SiC и материалы на основе меди следует при температуре не менее 700 °C [18, 23, 28]. Для определения оптимальной температуры спекания проведена серия экспериментов по спеканию композитных материалов с

10 % массовым содержанием частиц карбида кремния в составе продукта при температурах спекания 700, 750, 800, 850 °C. Дальнейшее повышение температуры является крайне нежелательным в силу возможного расплавления меди и ее вытекания из пресс-формы. Компактирование образцов проведено при давлении $P=60$ МПа, времени выдержки $\Delta t=10$ мин, скорости нагрева $\Delta T/\Delta t=100$ °C/мин и естественном охлаждении.

Полученные объемные изделия из композита Cu-10%SiC подвергались дополнительной обработке для дальнейшего изучения микроструктуры поверхности, фазового состава, измерения механических и теплофизических характеристик. Сначала производилась шлифовка образцов (с использованием шлифовальной бумаги SiC 320, 600, 800, 1200), а затем их полировка (с использованием полировальных тканей 6, 3, 1, 0,25 мкм и соответствующих алмазных суспензий и смазок) с помощью шлифовально-полировального станка Forcipol 1V. Далее образцы исследовались методами рентгеновской дифрактометрии (с использованием рентгеновского дифрактометра Shimadzu XRD-7000, $\text{CuK}\alpha_1$ -излучение, $\lambda_1=1,5406$ Å, $2\theta=10-90^\circ$, идентификация дифракционных пиков с помощью программы Crystallographica Search-Match и базы структурных данных PDF4+) и сканирующей электронной микроскопии (с использованием микроскопов Hitachi TM3000 и Quanta 200 3D с возможностью проведения энергодисперсионного анализа и определения элементного состава образцов). Механические характеристики покрытий изучали с помощью нанотвердомера Table Top Nanoindentation Tester (TTX-NHT) по методу Берковича и микротвердомера Galileo Durometer Isoscan HV2 OD по методу Виккерса по общепринятой методике (ASTM C1327-15, 2019). Значения нанотвердости и модуля упругости покрытия получены по кривой нагрузки-разгрузки с использованием метода Оливера-Фарра. Исследование теплопроводности полученных композитных образцов осуществлялось методом лазерной вспышки на анализаторе DLF 1200 (TA Instruments).

Результаты и обсуждение

При указанных ранее параметрах проведены эксперименты по получению объемных композитных материалов на основе Cu-10%SiC методом искрового плазменного спекания. В таблице приведены характеристики спекенных образцов в зависимости от температуры спекания: m – фактическая масса объемного образца, г; d – фактический диаметр объемного образца, мм; h – фактическая высота объемного образца, мм; ρ – плотность образца, г/см³; $\rho_{\text{отн}}$ – относительная плотность образца, %. Для определения теоретической плотности использовались величины плотностей для Cu и SiC, равные 8,96 и 3,21 г/см³, соответственно.

Как видно из представленных данных, повышение температуры спекания приводит к росту относительной плотности композитных материалов Cu/SiC. Значения находятся в диапазоне 83–88 %. Дальнейшее повышение температуры спекания (900 °C и выше) не представляется возможным в силу обнаруженного плавления и растекания меди по стенкам графитовой

пресс-форы, что не позволяет получить образец приемлемой геометрической формы и выдержать соотношение компонентов в конечных образцах. Данный эффект обусловлен присутствием наноразмерных частиц, которые могут переходить в жидкофазное состояние при температурах ниже классически установленной температуры плавления [28]. Внешне образцы ничем не отличаются, отсутствуют видимые сколы и повреждения.

Таблица. Характеристики композитных образцов Cu-10%SiC, полученных при разных температурах спекания

Table. Characteristics of Cu-10%SiC composite specimens obtained at different sintering temperatures

T, °C	m, г/г	d, мм/мм	h, мм/мм	ρ , г/см ³ /г/см ³	$\rho_{\text{отн}}$, %
700	2,78	12,61	3,19	6,98	83,27
750	2,94	12,62	3,31	7,11	84,77
800	3,05	12,62	3,42	7,14	85,16
850	2,64	12,57	2,90	7,34	87,53

На рис. 2 представлены снимки сканирующей электронной микроскопии полированных поверхностей композитных образцов, полученных при разных температурах спекания. На представленных микроснимках при малом увеличении ($\times 100$) отчетливо видна структура поверхности образцов, которая, ожидаемо, демонстрирует различия в количестве пор. Так, поверхность образца, полученного при наименьшей температуре спекания, характеризуется максимальной локальной пористостью, что, по всей видимости, и сказывается на снижении общей относительной плотности образца. По мере увеличения температуры спекания количество пор значительно сокращается, что обусловлено формированием более равномерной медной матрицы, вследствие плавления всех присутствующих частиц с достаточно широким распределением по размерам (до единиц мкм при учете керамических частиц). Исходя из представленных данных, в качестве основного для дальнейших исследований может быть выбран режим с температурой спекания 850 °C, что обусловлено более высокой плотностью и меньшей пористостью образцов.

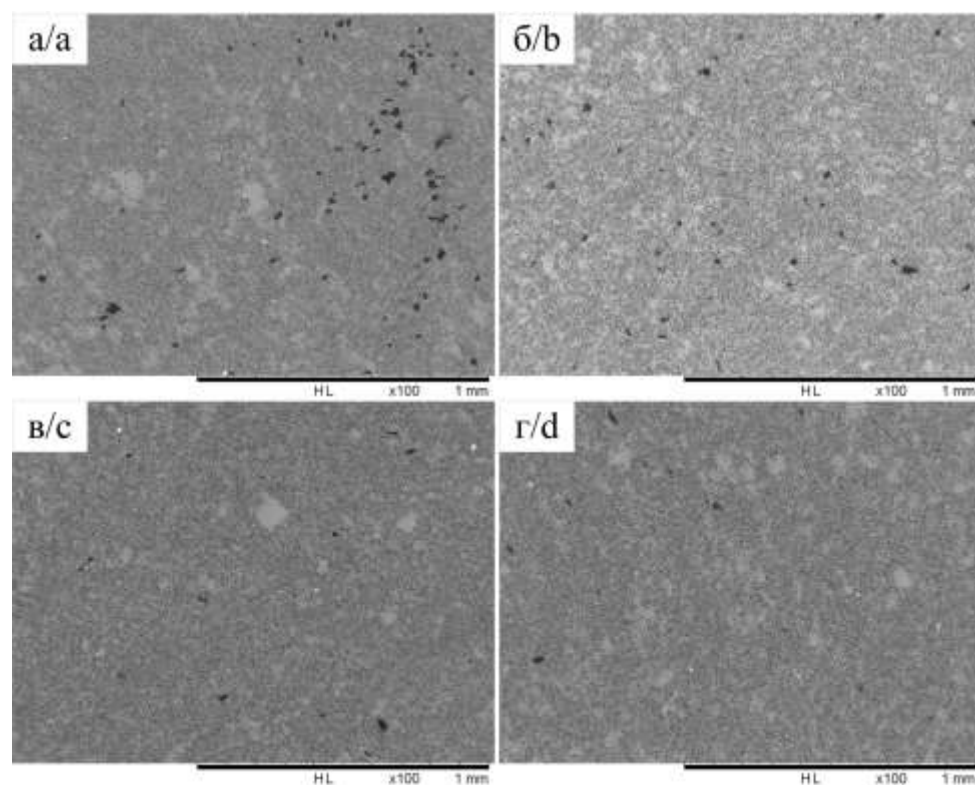


Рис. 2. SEM-снимки композитных образцов Cu-10%SiC, полученных методом искрового плазменного спекания при разных температурах (°C): а) 700; б) 750; в) 800; г) 850

Fig. 2. SEM images of Cu-10%SiC composite specimens obtained by spark plasma sintering at different sintering temperatures (°C): a) 700; b) 750; c) 800; d) 850

На рис. 3 представлены рентгеновские дифрактограммы полученных композитных материалов. Данные рентгенофазового анализа также подтверждают отсутствие каких-либо механизмов взаимодействия между медью и карбидом кремния в процессе спекания. Как видно, на дифрактограммах наблюдается четкое разделение максимумов Cu и SiC. Вероятно, в

результате формирования таких композитных материалов Cu-10%SiC должны улучшаться физико-механические свойства последнего за счет внедрения SiC при сохранении высоких теплофизических характеристик, характерных для меди. Изменение температуры спекания образцов при этом существенно не влияет на фазовый состав материалов.

Для исследования физико-механических свойств объемных композитных материалов использовался метод индентирования (пирамидка Берковича), основным результатом которого является значение твердости материала. Измерение твердости материалов является важнейшим исследованием, позволяющим оценить способность материала к сопротивлению деформирующим усилиям. Твердость материала является многофункциональным физическим свойством, зависящим от большого количества внутренних и внешних факторов. В процессе индентирования индентор проникает в образец до тех пор, пока не будет достигнута заданная максимальная нагрузка $L_{\max}$, где соответствующая глубина проникновения равна $h_{\max}$. По полученным результатам серии экспериментов по индентированию композитных образцов следует, что максимальные значения твердости ($H=3,63$ ГПа) и модуля Юнга ($E=159,63$ ГПа) достигаются для образца, полученного при температуре спекания $T=850$ °С, который обладает максимальной плотностью. Такой результат соответствует известным представлениям о прямой связи между твердостью материала и его степенью уплотнения. Полученные значения превосходят твердость чистой меди (от 0,4 до 1,6 ГПа для монокристаллической меди [29]).

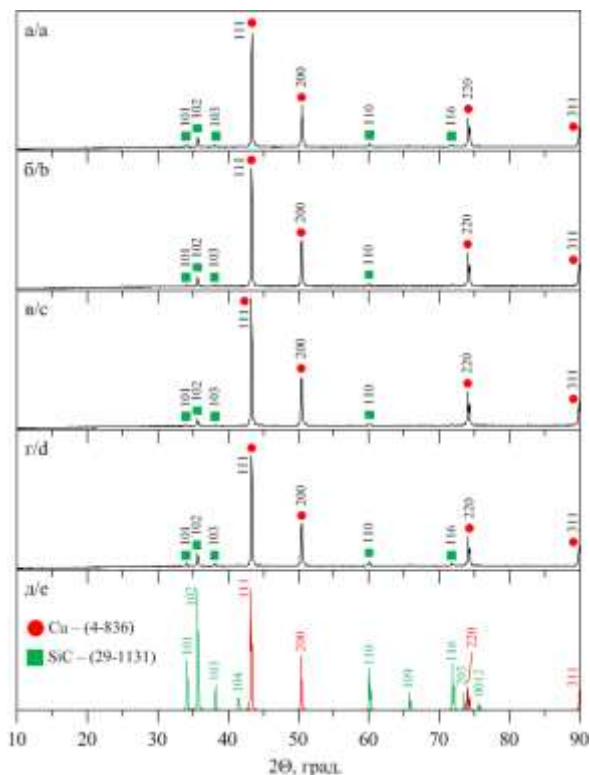


Рис. 3. Рентгеновские дифрактограммы композитных материалов Cu-10%SiC, полученных методом искрового плазменного спекания при разных температурах спекания (°C): а) 700; б) 750; в) 800; г) 850; д) эталонные спектры

Fig. 3. XRD patterns of Cu-10%SiC composite specimens obtained by spark plasma sintering at different sintering temperatures (°C): а) 700; б) 750; в) 800; г) 850; д) etalon spectra

Для композитных образцов также исследован комплекс теплофизических характеристик. На рис. 4 представлены результаты измерения коэффициента теплопроводности λ образцов, полученных при разных температурах спекания T , в температурном ходе. Полученные значения соответствуют известным литературным данным. Медь имеет очень высокий теоретический коэффициент теплопроводности $\lambda_{\text{теор}}=401$ Вт/м·К, однако экспериментально определяемая теплопроводность поликристаллических композитов на основе меди существенно ниже (до 360 Вт/м·К) [30]. Уменьшение теплопроводности в случае экспериментальных результатов относительно теоретических величин обусловлено повышенным рассеянием фононов в многозеренном образце [31]. На рассеяние фононов в поликристаллической керамике влияют внутренние свойства зерен, дефекты и наличие зернограницных фаз [32]. Последнее обстоятельство объясняет различия в коэффициенте теплопроводности полученной керамики, поскольку указанные виды добавок формируют межзеренные границы разных теплофизических свойств. В целом же теплофизические свойства объемных композитных материалов оказались достаточно высокими и сравнимыми с аналогами [7, 33, 34].

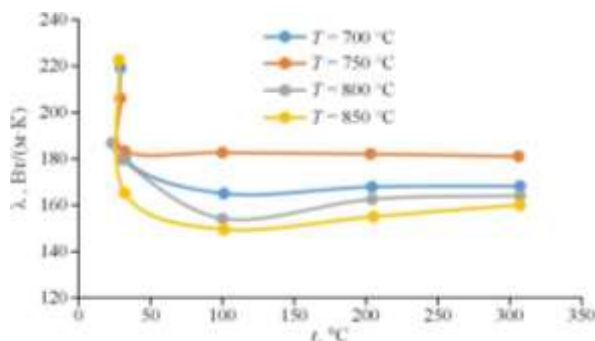


Рис. 4. Температурные зависимости коэффициента теплопроводности λ для композитных материалов Cu-10%SiC, полученных методом искрового плазменного спекания при разных температурах спекания

Fig. 4. Temperature dependences of the thermal conductivity coefficient λ of Cu-10%SiC composite specimens obtained by spark plasma sintering at different sintering temperatures

Максимальное значение коэффициента теплопроводности при комнатной температуре 223 Вт/м·К достигнуто для образца, полученного при температуре спекания $T=850$ °С. Именно этот образец существенно отличается от остальных образцов тем, что обладает максимальной плотностью ($\rho_{\text{отн}}=87,53$ %) и для него вполне применим представленный механизм теплопроводности, основанный на рассеянии фононов как носителей тепловых колебаний в структуре твердого тела, поскольку повышенная плотность способствует уменьшению степени рассеяния фононов на дефектах кристаллической решетки, в частности порах. В остальных случаях объяснение представляется более затруднительным ввиду того, что плотность и интегральная пористость не являются един-

ственными факторами, влияющими на теплофизические свойства материала. Поскольку различия плотности в остальных объемных композитах менее существенны (83,27–85,16 %), то в силу вступают иные факторы, влияющие на теплопроводность и являющиеся более трудноконтролируемыми, в том числе такие, как наличие локальных дефектов, границ фаз и зерен и образование локальных зернограницных фаз вследствие указанной ранее растворимости SiC в меди. Возможно, именно по этой причине в дальнейшем (при сравнении теплопроводности образцов в температурном ходе) наблюдаются повышенные значения теплопроводности именно для тех образцов, которые получены при меньшей температуре спекания. Таким образом удалось избежать локального растворения SiC в Cu. В целом характер изменения теплопроводности в температурном ходе объясняется нелинейным возрастанием амплитуды ангармонических колебаний узлов кристаллической решетки, вследствие чего возрастает вероятность столкновения дрейфующих фононов с этими узлами и понижается общая теплопроводность материалов, в дальнейшем сохраняющая относительно постоянные значения на промежутке от 100 до 300 °C [35].

Полученные композитные материалы с повышенными физико-механическими и теплофизическими характеристиками могут быть использованы в качестве конструкционных и функциональных материалов. С их помощью могут быть решены задачи интенсификации теплоотвода, нуклеации, увеличения коэффициента теплоотдачи и достижения наибольшей эффективности теплообмена, в том числе в условиях

воздействия высоких температур. Полученные результаты являются крайне актуальными в связи со стремительным развитием современных высокопроизводительных вычислительных систем, супернейрокомпьютеров и устройств искусственного интеллекта, которое сегодня сдерживается во многом отсутствием эффективной системы охлаждения элементов высокомоощных устройств.

Заключение

В результате выполненной работы проведены экспериментальные исследования по получению объемных металломатричных композитов с медной матрицей и добавлением 10 масс. % карбида кремния методом искрового плазменного спекания при температурах 700, 750, 800 и 850 °C. Анализ полученных образцов показал формирование плотной (до ~88 %) однородной мелкозернистой композитной структуры. Наибольшее уплотнение материала достигается при наибольшей температуре спекания 850 °C, что обуславливает для этого образца демонстрацию максимальных твердости ($H=3,63$ ГПа) и модуля Юнга ($E=159,63$ ГПа), а также коэффициента теплопроводности при комнатной температуре ($\lambda=223$ Вт/м·К). Полученные композитные материалы с повышенными физико-механическими и теплофизическими характеристиками могут быть использованы в качестве конструкционных и функциональных материалов для энергоэффективных теплопроводящих систем.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-73-10245, <https://rscf.ru/project/21-73-10245/>.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Coordinated optimization for energy efficient thermal management of 5G base station site / Y. Liu, Z. Xu, J. Wu, D. Wei, X. Guan // IFAC-PapersOnLine. – 2022. – V. 55. – № 11. – P. 102–107.
- Enhanced thermal conductivity of epoxy composites with ternary particle size through the use of hybrid polyhedral α -alumina oxide and aluminum nitride / P. Li, Z. Ren, L. Ma, H. Gao, E. Xie, Z. Wang, J. Wu, Z. Guo // Ceramics International. – 2022. – V. 48. – № 23. – Part A. – P. 35251–35258.
- Pomeroy M. Encyclopedia of materials: technical ceramics and glasses. – United States: Elsevier, 2021. – 2674 p.
- Yang H., Ma L. 1D to 3D multi-stable architected materials with zero Poisson's ratio and controllable thermal expansion // Materials & Design. – 2020. – V. 188. – P. 108430.
- Design of zero thermal expansion and high thermal conductivity in machinable xLFCS/Cu metal matrix composites / X. Pang, Y. Song, N. Shi, M. Xu, C. Zhou, J. Chen // Composites Part B: Engineering. – 2022. – V. 238. – P. 109883.
- Chen T.F., Siow K.S. Comparing the mechanical and thermal-electrical properties of sintered copper (Cu) and sintered silver (Ag) joints // Journal of Alloys and Compounds. – 2021. – V. 866. – P. 158783.
- Thermal conductivity and wear resistance of cold sprayed Cu-ceramic phase composite coating / Q. Chen, M. Yu, K. Cao, H. Chen // Surface and Coatings Technology. – 2022. – V. 434. – P. 128135.
- Thermal conductivity of aluminum/graphene metal-matrix composites: from the thermal boundary conductance to thermal regulation / N. Wei, C. Zhou, Z. Li, B. Ou, K. Zhao, P. Yu, S. Li, J. Zhao // Materials Today Communications. – 2022. – V. 30. – P. 103147.
- Manipulating in-situ discrete carbide interlayer to achieve high thermal conductivity in Cu-B/diamond composite / Y. Zhang, G. Bai, X. Zhu, J. Dai, X. Wang, J. Wang, M.J. Kim, H. Zhang // Materials Today Communications. – 2023. – V. 34. – P. 105357.
- Akbarpour M.R., Mirabad H.M., Alipour S. Microstructural and mechanical characteristics of hybrid SiC/Cu composites with nano- and micro-sized SiC particles // Ceramics International. – 2019. – V. 45. – № 3. – P. 3276–3283.
- Naser J., Riehemann W., Ferkel H. Dispersion hardening of metals by nanoscaled ceramic powders // Materials Science and Engineering: A. – 1997. – V. 234. – P. 467–469.
- Thermal and mechanical properties of copper-graphite and copper-reduced graphene oxide composites / F. Nazeer, Z. Ma, L. Gao, F. Wang, M.A. Khan, A. Malik // Composites Part B: Engineering. – 2019. – V. 163. – P. 77–85.
- Thankachan T., Prakash K.S., Kavimani V. Investigating the effects of hybrid reinforcement particles on the microstructural, mechanical and tribological properties of friction stir processed copper surface composites // Composites Part B: Engineering. – 2019. – V. 174. – P. 107057.
- SiC-fibre reinforced copper as heat sink material for fusion applications / A. Brendel, C. Popescu, C. Leyens, J. Woltersdorf, E. Pippel, H. Bolt // Journal of Nuclear Materials. – 2004. – V. 329. – P. 804–808.
- Влияние энергетики плазмодинамического синтеза в системе Si-C на фазовый состав и дисперсность продукта / А.А. Сивков, Д.С. Никитин, А.Я. Пак, И.А. Рахматуллин // Российские нанотехнологии. – 2015. – Т. 10. – № 1–2. – С. 34–39.
- Glass waste derived silicon carbide synthesis via direct current atmospheric arc plasma / A.Ya. Pak, Z. Bolatova, D.S. Nikitin, A.P. Korchagina, N.A. Kalinina, A.S. Ivashutenko // Waste Management. – 2022. – V. 144. – P. 263–271.
- Treichler R., Weissgaerber T., Kiendl T. TOFSIMS analysis of Cu-SiC composites for thermal management applications // Applied Surface Science. – 2006. – V. 252. – P. 7086–7088.

18. Akbarpour M.R. Effects of mechanical milling time on densification, microstructural characteristics and hardness of Cu-SiC nanocomposites prepared by conventional sintering process // *Materials Chemistry and Physics*. – 2021. – V. 261. – P. 124205.
19. Processing techniques for particulate-reinforced metal aluminium matrix composites / T.S. Srivatsan, I.A. Ibrahim, F.A. Mohamed, E.J. Lavernia // *Journal of Materials Science*. – 1991. – V. 26. – P. 5965–5978.
20. EDM machinability and parametric optimisation of 2014Al/Al₂O₃ composite by RSM / A. Khajuria, R. Bedi, B. Singh, M. Akhtar // *International Journal of Machining and Machinability of Materials*. – 2018. – V. 20. – P. 536–555.
21. Influence of ceramic Al₂O₃ particulates on performance measures and surface characteristics during sinker EDM of stir cast AMMCs / A. Khajuria, M. Akhtar, M.K. Pandey, M.P. Singh, A. Raina, R. Bedi et al. // *World Journal of Engineering*. – 2021. – V. 16. – P. 526–538.
22. Rajmohan T., Palanikumar K., Arumugam S. Synthesis and characterization of sintered hybrid aluminium matrix composites reinforced with nanocopper oxide particles and microsilicon carbide particles // *Composites Part B: Engineering*. – 2014. – V. 59. – P. 43–49.
23. Effect of spark plasma sintering and high-pressure torsion on the microstructural and mechanical properties of a Cu-SiC composite / P. Bazamık, S. Nosewicz, B. Romelczyk-Baishya, M. Chmielewski, A.S. Nędza, J. Maj et al. // *Materials Science and Engineering: A*. – 2019. – V. 766. – P. 138350.
24. Microstructure and thermal properties of Cu-SiC composite materials depending on the sintering technique / M. Chmielewski, K. Pietrzak, A.S. Nędza, K. Kaszyca, R. Zybala, P. Bazamık et al. // *Science of Sintering*. – 2017. – V. 49. – P. 11–22.
25. Impact of the SiC addition on the morphological, structural and mechanical properties of Cu-SiC composite powders prepared by high energy milling / N.T. Câmara, R.A. Raimundo, C.S. Lourenço, L.M.F. Morais, D.D.S. Silva et al. // *Advanced Powder Technology*. – 2021. – V. 32. – № 8. – P. 2950–2961.
26. Processing of wood-derived copper-silicon carbide composites via electrodeposition / K.E. Pappacena, M.T. Johnson, S. Xie, K.T. Faber // *Composites Science and Technology*. – 2010. – V. 70. – P. 485–491.
27. Microstructure and compressibility of SiC nanoparticles reinforced Cu nanocomposite powders processed by high energy mechanical milling / M.R. Akbarpour, E. Salahi, F.A. Hesari, A. Simchi, H.S. Kim // *Ceramics International*. – 2014. – V. 40. – № 1. – P. 951–960.
28. Akbarpour M.R., Alipour S. Wear and friction properties of spark plasma sintered SiC/Cu nanocomposites // *Ceramics International*. – 2017. – V. 43. – № 16. – P. 13364–13370.
29. Evaluation of irradiation hardening in ODS-Cu and non ODS-Cu by nanoindentation hardness test and micro-pillar compression test after self-ion irradiation / Y. Liu, S. Kondo, H. Yu, K. Yabuuchi, R. Kasada // *Nuclear Materials and Energy*. – 2021. – V. 26. – P. 100903.
30. Superior thermal conductivity of layered RGO/Cu composites by multi-step electrodeposition / Z. Yin, J. Chen, Z. Qin, Y. Wang, Z. Wu // *Journal of Alloys and Compounds*. – 2022. – V. 918. – P. 165634.
31. Lee H.-G. et al. Thermal conductivity analysis of SiC ceramics and fully ceramic microencapsulated fuel composites // *Nuclear Engineering and Design*. – 2017. – V. 311. – P. 9–15.
32. Watari K. et al. Effect of grain boundaries on thermal conductivity of silicon carbide ceramic at 5 to 1300 K // *Journal of the American Ceramic Society*. – 2003. – V. 86. – № 10. – P. 1812–1814.
33. Huang J., Tayyebi M., Assari A.H. Effect of SiC particle size and severe deformation on mechanical properties and thermal conductivity of Cu/Al/Ni/SiC composite fabricated by ARB process // *Journal of Manufacturing Processes*. – 2021. – V. 68. – Part B. – P. 57–68.
34. Thermal conductivity of Cu-matrix composites reinforced with coated SiC particles: Numerical modeling and experimental verification / W. Węglewski, P. Pitchai, M. Chmielewski, P.J. Guruprasad, M. Basista // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2022. – V. 188. – P. 122633.
35. Feng T., Lindsay L., Ruan X. Four-phonon scattering significantly reduces intrinsic thermal conductivity of solids // *Physical Review B*. – 2017. – V. 96. – № 16. – P. 161201.

Поступила 08.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 16.03.2023 г.

Информация об авторах

Никитин Д.С., кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шаненков И.И., кандидат технических наук, заведующий лабораторией ресурсоэффективных технологий термической переработки биомассы Института экологической и сельскохозяйственной биологии (Х-БИО) Тюменского государственного университета; младший научный сотрудник Лаборатории перспективных материалов энергетической отрасли Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Насырбаев А., инженер организационного отдела Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Вымпина Ю.Н., кандидат технических наук, ассистент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Орлова Е.Г., кандидат физико-математических наук, доцент Научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ивашутенко А.С., кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Сивков А.А., доктор технических наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета; профессор, Цилинский университет.

UDC 673.11; 661.665.1

OBTAINING BULK PRODUCTS FROM Cu-SiC METAL-MATRIX COMPOSITE FOR ENERGY-EFFICIENT HEAT-CONDUCTING SYSTEMS

Dmitry S. Nikitin¹,
nikitindmsr@yandex.ru

Ivan I. Shanenkov^{2,1},
i.i.shanenkov@utmn.ru

Artur Nassyrbayev¹,
arn1@tpu.ru

Yuliya N. Vympina¹,
ynp2@tpu.ru

Evgeniya G. Orlova¹,
lafleur@tpu.ru

Alexander S. Ivashutenko¹,
ivashutenko@tpu.ru

Alexander A. Sivkov^{1,3},
sivkov@tpu.ru

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

² Tyumen State University,
25, Lenin street, Tyumen, 625003, Russia.

³ Jilin University,
2699, Qianjin street, Changchun, 130023, China

The relevance of the research is associated with the rapid development of modern high-performance computing systems, superneuro-computers and artificial intelligence devices. Today such development is held back largely due to the lack of an effective cooling system for high-power elements of their structures. Composite materials Cu-SiC with improved physical, mechanical and thermophysical characteristics can be used to solve problems of heat removal intensification.

The main aim of the research is to obtain bulk products from metal-matrix composite Cu-10%SiC with improved physical, mechanical and thermal characteristics by spark plasma sintering.

Objects of the research are bulk products from metal-matrix composite Cu-10%SiC. The samples were obtained by spark plasma sintering at temperatures of 700, 750, 800, 850 °C and a pressure of 60 MPa.

Methods: spark plasma sintering, X-ray diffractometry (X-ray phase analysis), scanning electron microscopy, indentation, laser flash method.

Results. Experimental studies have been carried out to obtain bulk metal-matrix composites with a copper matrix and the addition of reinforcing superhard particles of silicon carbide Cu-10%SiC. The compaction of dispersed composite materials was carried out by spark plasma sintering at various temperatures of 700, 750, 800, and 850 °C. The microstructure and composition of initial dispersed materials and final bulk products have been studied. It is shown that the spark plasma sintering method has advantages for obtaining relatively dense materials with high physical, mechanical and thermal properties. Analysis of the obtained samples showed the formation of a dense (up to ~88 %) homogeneous fine-grained composite structure. The greatest densification of the material is achieved at the highest sintering temperature of 850 °C, which causes this sample to demonstrate the maximum hardness ($H=3,63$ GPa) and Young's modulus ($E=159,63$ GPa), as well as the thermal conductivity at room temperature ($\lambda=223$ W/m K). The obtained composite materials can be used as structural and functional materials for energy-efficient heat-conducting systems.

Key words:

copper, silicon carbide, metal matrix composites, spark plasma sintering, reinforcement, thermal conductivity.

This work was supported by the Russian Science Foundation, grant number 21-73-10245, <https://rscf.ru/project/21-73-10245/>.

REFERENCES

- Liu Y., Xu Z., Wu J., Wei D., Guan X. Coordinated Optimization for Energy Efficient Thermal Management of 5G Base Station Site. *IFAC-PapersOnLine*, 2022, vol. 55, no. 11, pp. 102–107.
- Li P., Ren Z., Ma L., Gao H., Xie E., Wang Z., Wu J., Guo Z. Enhanced thermal conductivity of epoxy composites with ternary particle size through the use of hybrid polyhedral α -alumina oxide and aluminum nitride. *Ceramics International*, 2022, vol. 48, no. 23, Part A, pp. 35251–35258.
- Pomeroy M. *Encyclopedia of materials: technical ceramics and glasses*. United States, Elsevier, 2021. 2674 p.
- Yang H., Ma L. 1D to 3D multi-stable architected materials with zero Poisson's ratio and controllable thermal expansion. *Materials & Design*, 2020, vol. 188, pp. 108430.
- Pang X., Song Y., Shi N., Xu M., Zhou C., Chen J. Design of zero thermal expansion and high thermal conductivity in machinable xLFCS/Cu metal matrix composites. *Composites Part B: Engineering*, 2022, vol. 238, pp. 109883.
- Chen T.F., Siow K.S. Comparing the mechanical and thermal-electrical properties of sintered copper (Cu) and sintered silver (Ag) joints. *Journal of Alloys and Compounds*, 2021, vol. 866, pp. 158783.
- Chen Q., Yu M., Cao K., Chen H. Thermal conductivity and wear resistance of cold sprayed Cu-ceramic phase composite coating. *Surface and Coatings Technology*, 2022, vol. 434, pp. 128135.
- Wei N., Zhou C., Li Z., Ou B., Zhao K., Yu P., Li S., Zhao J. Thermal conductivity of aluminum/graphene metal-matrix composites: from the thermal boundary conductance to thermal regulation. *Materials Today Communications*, 2022, vol. 30, pp. 103147.
- Zhang Y., Bai G., Zhu X., Dai J., Wang X., Wang J., Kim M.J., Zhang H. Manipulating in-situ discrete carbide interlayer to achieve high thermal conductivity in Cu-B/diamond composite. *Materials Today Communications*, 2023, vol. 34, pp. 105357.

10. Akbarpour M.R., Mirabad H.M., Alipour S. Microstructural and mechanical characteristics of hybrid SiC/Cu composites with nano- and micro-sized SiC particles. *Ceramics International*, 2019, vol. 45, no. 3, pp. 3276–3283.
11. Naser J., Riehemann W., Ferkel H. Dispersion hardening of metals by nanoscaled ceramic powders. *Materials Science and Engineering: A*, 1997, vol. 234, pp. 467–469.
12. Nazeer F., Ma Z., Gao L., Wang F., Khan M.A., Malik A. Thermal and mechanical properties of copper-graphite and copper-reduced graphene oxide composites. *Composites Part B: Engineering*, 2019, vol. 163, pp. 77–85.
13. Thankachan T., Prakash K.S., Kavimani V. Investigating the effects of hybrid reinforcement particles on the microstructural, mechanical and tribological properties of friction stir processed copper surface composites. *Composites Part B: Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 107057.
14. Brendel A., Popescu C., Leyens C., Woltersdorf J., Pippel E., Bolt H. SiC-fibre reinforced copper as heat sink material for fusion applications. *Journal of Nuclear Materials*, 2004, vol. 329, pp. 804–808.
15. Sivkov A.A., Nikitin D.S., Pak A.Y., Rakhmatullin I.A. Influence of plasmodynamic synthesis energy in Si-C system on the product phase composition and dispersion. *Nanotechnologies in Russia*, 2015, vol. 10, no. 1–2, pp. 34–41.
16. Pak A.Ya., Bolatova Z., Nikitin D.S., Korchagina A.P., Kalinina N.A., Ivashutenko A.S. Glass waste derived silicon carbide synthesis via direct current atmospheric arc plasma. *Waste Management*, 2022, vol. 144, p. 263–271.
17. Treichler R., Weissgaerber T., Kiendl T. TOF-SIMS analysis of Cu-SiC composites for thermal management applications. *Applied Surface Science*, 2006, vol. 252, pp. 7086–7088.
18. Akbarpour M.R. Effects of mechanical milling time on densification, microstructural characteristics and hardness of Cu-SiC nanocomposites prepared by conventional sintering process. *Materials Chemistry and Physics*, 2021, vol. 261, pp. 124205.
19. Srivatsan T.S., Ibrahim I.A., Mohamed F.A., Lavernia E.J. Processing techniques for particulate-reinforced metal aluminium matrix composites. *Journal of Materials Science*, 1991, vol. 26, pp. 5965–5978.
20. Khajuria A., Bedi R., Singh B., Akhtar M. EDM machinability and parametric optimisation of 2014Al/Al₂O₃ composite by RSM. *International Journal of Machining and Machinability of Materials*, 2018, vol. 20, pp. 536–555.
21. Khajuria A., Akhtar M., Pandey M.K., Singh M.P., Raina A., Bedi R. Influence of ceramic Al₂O₃ particulates on performance measures and surface characteristics during sinker EDM of stir cast AMMCs. *World Journal of Engineering*, 2021, vol. 16, pp. 526–538.
22. Rajmohan T., Palanikumar K., Arumugam S. Synthesis and characterization of sintered hybrid aluminium matrix composites reinforced with nanocopper oxide particles and microsilicon carbide particles. *Composites Part B: Engineering*, 2014, vol. 59, pp. 43–49.
23. Bazarnik P., Nosewicz S., Romelczyk-Baishya B., Chmielewski M., Nędza A.S., Maj J., et al. Effect of spark plasma sintering and high-pressure torsion on the microstructural and mechanical properties of a Cu-SiC composite. *Materials Science and Engineering: A*, 2019, vol. 766, pp. 138350.
24. Chmielewski M., Pietrzak K., Nędza A.S., Kaszyca K., Zybala R., Bazarnik P. Microstructure and thermal properties of Cu-SiC composite materials depending on the sintering technique. *Science of Sintering*, 2017, vol. 49, pp. 11–22.
25. Câmara N.T., Raimundo R.A., Lourenço C.S., Morais L.M.F., Silva D.D.S. Impact of the SiC addition on the morphological, structural and mechanical properties of Cu-SiC composite powders prepared by high energy milling. *Advanced Powder Technology*, 2021, vol. 32, no. 8, pp. 2950–2961.
26. Pappacena K.E., Johnson M.T., Xie S., Faber K.T. Processing of wood-derived copper-silicon carbide composites via electrodeposition. *Composites Science and Technology*, 2010, vol. 70, pp. 485–491.
27. Akbarpour M.R., Salahi E., Hesari F.A., Simchi A., Kim H.S. Microstructure and compressibility of SiC nanoparticles reinforced Cu nanocomposite powders processed by high energy mechanical milling. *Ceramics International*, 2014, vol. 40, no. 1, pp. 951–960.
28. Akbarpour M.R., Alipour S. Wear and friction properties of spark plasma sintered SiC/Cu nanocomposites. *Ceramics International*, 2017, vol. 43, no. 16, pp. 13364–13370.
29. Liu Y., Kondo S., Yu H., Yabuuchi K., Kasada R. Evaluation of irradiation hardening in ODS-Cu and non ODS-Cu by nanoindentation hardness test and micro-pillar compression test after self-ion irradiation. *Nuclear Materials and Energy*, 2021, vol. 26, pp. 100903.
30. Yin Z., Chen J., Qin Z., Wang Y., Wu Z. Superior thermal conductivity of layered RGO/Cu composites by multi-step electrodeposition. *Journal of Alloys and Compounds*, 2022, vol. 918, pp. 165634.
31. Lee H.-G. Thermal conductivity analysis of SiC ceramics and fully ceramic microencapsulated fuel composites. *Nuclear Engineering and Design*, 2017, vol. 311, pp. 9–15.
32. Watari K. et al. Effect of grain boundaries on thermal conductivity of silicon carbide ceramic at 5 to 1300 K. *Journal of the American Ceramic Society*, 2003, vol. 86, no. 10, pp. 1812–1814.
33. Huang J., Tayyebi M., Assari A.H. Effect of SiC particle size and severe deformation on mechanical properties and thermal conductivity of Cu/Al/Ni/SiC composite fabricated by ARB process. *Journal of Manufacturing Processes*, 2021, vol. 68, Part B, pp. 57–68.
34. Węglewski W., Pitchai P., Chmielewski M., Guruprasad P.J., Basiasta M. Thermal conductivity of Cu-matrix composites reinforced with coated SiC particles: numerical modeling and experimental verification. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2022, vol. 188, pp. 122633.
35. Feng T., Lindsay L., Ruan X. Four-phonon scattering significantly reduces intrinsic thermal conductivity of solids. *Physical Review B*, 2017, vol. 96, no. 16, pp. 161201.

Received: 8 February 2023.

Reviewed: 16 March 2023.

Information about the authors

Dmitry S. Nikitin, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Ivan I. Shanenkov, Cand. Sc., head of the laboratory, Tyumen State University; junior researcher, National Research Tomsk Polytechnic University.

Artur Nassyrbayev, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Yuliya N. Vympina, Cand. Sc., assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Evgeniya G. Orlova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexander S. Ivashutenko, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexander A. Sivkov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University; professor, Jilin University.

УДК 550.822:550.8.012:550.8.08:550.8.053

КАЛИБРОВКА ОДНОМЕРНЫХ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ АППРОКСИМАЦИИ ВЫВАЛОВ

Коношонкин Дмитрий Владимирович¹,
konoshonkindv@hw.tpu.ru

Рукавишников Валерий Сергеевич¹,
rukavishnikov@tpu.ru

Шадрин Андрей Сергеевич¹,
shadrinas@hw.tpu.ru

Антонов Антон Евгеньевич¹,
antonovae@hw.tpu.ru

Куприянова Карина Артёмовна¹,
kam36@tpu.ru

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

Актуальность. Геомеханическое моделирование широко применяется в различных областях науки и техники. В нефтегазовой отрасли одномерные геомеханические модели используются для анализа устойчивости ствола скважины при бурении, для проектирования гидроразрыва пласта, для оценки вероятности пескопроявления при добыче углеводородов, а также в качестве исходных данных для трехмерных геомеханических моделей. Одномерные геомеханические модели очень требовательны к объему и качеству исходных данных, например, при калибровке модели для уточнения прочности на одноосное сжатие и для уточнения горизонтальных напряжений необходимы данные микросканеров, которые записываются не во всех скважинах и в ограниченном интервале. В то же время практически в каждой скважине имеются данные о кавернометрии и/или профилометрии. Поэтому решение задачи калибровки одномерной геомеханической модели при использовании более доступных данных кавернометрии и профилометрии, является актуальной проблемой, решение которой позволит построить откалиброванные геомеханические модели по большему числу скважин.

Цель: разработка подхода калибровки одномерных геомеханических моделей по данным кавернометрии и профилометрии скважин.

Методы: методы геометрической аппроксимации, анализ лабораторных исследований, а также аналитические методы расчета напряженного-деформируемого состояния вблизи стенки скважины.

Результаты. Представлены формулы и алгоритм для уточнения напряженного состояния горных пород и прочности горных пород на одноосное сжатие с использованием геометрической аппроксимации вывалов по данным кавернометрии и профилометрии в скважинах.

Ключевые слова:

Геомеханика, модель, вывал, скважина, калибровка.

Введение

Понятие «геомеханическая модель» (Mechanical Earth Model) в нефтяной отрасли введено специалистами компании Schlumberger в 2000 г. [1]. Согласно определению, геомеханическая модель – это численное представление напряженного состояния и механических (геомеханических) свойств горных пород для заданного стратиграфического разреза месторождения или бассейна.

На текущий момент геомеханическое моделирование используется для прогноза устойчивости ствола скважины [2–4], анализа пескопроявлений [5, 6], дайны гидравлического разрыва пласта (ГРП) [7], при анализе рисков при утилизации CO₂ [8–10]. На Рис. 1 представлена сводная схема процесса построения модели и показаны проблемы, возникающие на каждом этапе, которые ведут к снижению качества прогнозной способности модели [11–13]. Связь угла вывала (показания микросканера) в скважине с глубиной вывала (показания каверномера) позволит решить указанные проблемы следующим образом:

- Восполнить недостаток данных по геомеханическим исследованиям по керну и низкую прогнозную способность прочностных параметров путем уточнения прочности на одноосное сжатие по результатам калибровки модели.
- Устранить проблему отсутствия требуемого объема данных микросканеров для уточнения напряжений и геомеханических свойств горных пород.
- Снизить время на построение модели путем автоматизации процесса калибровки.

Механика образования вывала

Механика образования вывала была детально исследована в экспериментах на керне и опубликована многими учеными. Впервые увеличение диаметра скважины вдоль одной оси (овализацию) отметил Д. Кокс в 1970 г. при изучении текстурных особенностей горных пород в скважинах Алберты (в Канаде) 4-лепестковыми профиломерами [14]. В 1978 г. Э. Бэбкок подтвердил наблюдение Кокса и назвал феномен увеличения диаметра скважины вывалом

(borehole breakout) [15]. Начиная с 1960-х гг. активно разрабатывались новые приборы для сканирования ствола скважины, что позволило более точно оценить геометрию скважины в интервале вывалов [16–21].

На текущий момент вывалы в скважине являются достоверным индикатором направления горизонтальных напряжений при проведении исследований в вертикальных скважинах [22–25].



Рис. 1. Проблемы, возникающие при построении одномерных геомеханических моделей

Fig. 1. Problems arising in the construction of one-dimensional mechanical earth models



Рис. 2. Схема проведения автокалибровки

Fig. 2. Autocalibration scheme

Связь угла вывала (показания микросканера) в скважине с глубиной вывала (показания каверномера) показана в работе [26]. Аппроксимация вывалов в скважине с помощью треугольной или эллиптической формы позволяет однозначно связать соотношение напряжений и прочность горных пород на одноосное сжатие с показаниями каверномера.

Порядок калибровки геомеханической модели

В случае наличия данных мини-ГРП значение минимального горизонтального напряжения определено однозначно на глубине проведения теста мини-ГРП. С другой стороны, максимальное горизонтальное напряжение имеет диапазон неопределенности, который ограничен значениями, рассчитанными по полигону напряжений. В данной работе делается допущение, что максимальное горизонтальное напряжение имеет меньшую вариабельность, т. е. более устойчиво, чем прочность горных пород на одноосное сжатие. Поэтому при калибровке модели сначала подбирается максимальное горизонтальное напряжение (грубая калибровка), а затем прочность горных пород на одноосное сжатие (точная калибровка). Процесс проведения автокалибровки показан на схеме (Рис. 2).

Для проведения калибровки в качестве исходных данных используется «первичная» (неоткалиброванная) модель. На основе первичной модели рассчитывается качественная сходимость модели с показаниями кавернометрии, для этого используются условия, приведенные в табл. 1.

Калибровка горизонтальных напряжений

Если просуммировать дискретную кривую сходимости и поделить длину интервала, где показания модели и кавернометрии сходятся на общую длину скважины, можно получить процентное соотношение сходимости для скважины при заданном соотношении горизонтальных напряжений в интервале неопределенности, рассчитанном по полигону напряжений.

Таблица 1. Условия сходимости геомеханической модели с данными калвернометрии или профилометрии
Table 1. Conditions of convergence of the mechanical earth model with caliper data

Название интервала по данным калвернометрии Name of the interval according to caliper data	Показания калверномера (Caliper) или профиломера (C1 и C2) относительно номинального диаметра долота Two-arm caliper (Caliper) or four-arm caliper (C1 and C2) diameter relative to the nominal diameter of the bit	Соотношение плотности бурового раствора и градиентов обрушения Inequality of drilling mud density and collapse gradients	Сходимость Convergence
Номинальный диаметр скважины Nominal diameter	Caliper ≤ Dnom или/or C1 ≤ Dnom C2 ≤ Dnom	Mud_dens > Breakout_grad_0	Да/Yes
		Mud_dens ≤ Breakout_grad_0	Нет/No
Вывалы/Breakouts	C1 > Dnom C2 ≤ Dnom	Mud_dens > Breakout_grad_0	Нет/No
		Breakout_grad_150 < Mud_dens ≤ Breakout_grad_0	Да/Yes
Каверны/Washouts	C1 > Dnom C2 > Dnom	Mud_dens ≤ Breakout_grad_150	Нет/No
		Mud_dens > Breakout_grad_150	Да/Yes
		Mud_dens > Breakout_grad_150	Нет/No

Примечание: Caliper – показания калверномера, C1 – показания профиломера по одной оси, C2 – показания профиломера по другой (перпендикулярной) оси, Dnom – диаметр долота, Mud_dens – плотность бурового раствора, Breakout_grad_0 – градиент образования вывалов с углом 0°, Breakout_grad_150 – градиент образования вывалов с углом 150° (вместо угла 150° может использоваться другой угол в диапазоне от 90 до 150°, приводящий для рассматриваемых горных пород к калвернообразованию).

Note: Caliper – two-arm caliper diameter, C1 – four-arm caliper diameter for axis 1, C2 – four-arm caliper diameter for axis 2, Dnom – bit diameter, Mud_dens – drilling mud density, Breakout_grad_0 – breakout gradient with an angle of 0°, Breakout_grad_150 – breakout gradient with an angle of 150° (instead of angle 150° a different angle in the range from 90 to 150° can be used, which leads to washout for the rocks in question).

Для того чтобы рассчитать напряжения для заданного соотношения напряжений, необходимо определить относительные деформации пороупругой модели с учётом равенства минимального горизонтального напряжения давлению закрытия трещины ГРП:

$$\begin{aligned} S_{hmin} &= S_{poison} + \frac{E_{st}}{1-\nu_{st}^2} \varepsilon_{hmin} + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1-\nu_{st}^2} \varepsilon_{Hmax}; \\ S_{Hmax} &= S_{poison} + \frac{E_{st}}{1-\nu_{st}^2} \varepsilon_{Hmax} + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1-\nu_{st}^2} \varepsilon_{hmin}; \\ \frac{S_{Hmax}}{S_{hmin}} &= Ratio; \\ S_{hmin} &= Pc; \\ S_{poison} &= \frac{\nu_{st}}{1-\nu_{st}} S_v - \frac{\nu_{st}}{1-\nu_{st}} \alpha P_p + \alpha P_p, \end{aligned} \quad (1)$$

где S_{hmin} – минимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_{Hmax} – максимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_{poison} – горизонтальное напряжение в горных породах, вызванное весом вышележащих горных пород и эффектом Пуассона, МПа; P_c – давление закрытия трещины ГРП, МПа; ε_{hmin} – относительная деформация в направлении S_{hmin} ; ε_{Hmax} – относительная деформация в направлении S_{Hmax} ; P_p – поровое давление, МПа; E_{st} – статический модуль Юнга, МПа; ν_{st} – статический коэффициент Пуассона; α – константа Био.

Для решения системы уравнений (1) введем следующее обозначение:

$$a = \frac{E_{st}}{1-\nu_{st}^2}.$$

Тогда уравнения пороупругости примут вид:

$$\begin{aligned} S_{hmin} &= S_{poison} + a \varepsilon_{hmin} + \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax}, \\ S_{Hmax} &= S_{poison} + a \varepsilon_{Hmax} + \nu_{st} a \varepsilon_{hmin}. \end{aligned}$$

Исходя из того, что для точки, где проведен тест мини-ГРП, минимальное горизонтальное напряжение равно давлению закрытия трещины, запишем:

$$S_{poison} + a \varepsilon_{hmin} + \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax} = P_c.$$

Тогда выражение для минимальной относительной деформации примет вид:

$$\varepsilon_{hmin} = \frac{P_c - S_{poison} - \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax}}{a}. \quad (2)$$

Заменив максимальное горизонтальное напряжение на его соотношение в точке мини-ГРП, получим:

$$P_c \cdot Ratio = S_{poison} + a \varepsilon_{Hmax} + \nu_{st} a \varepsilon_{hmin}. \quad (3)$$

Подставив уравнение (2) в уравнение (3) получим:

$$\begin{aligned} P_c \cdot Ratio &= S_{poison} + a \varepsilon_{Hmax} + \\ &+ \nu_{st} (P_c - S_{poison} - \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax}). \end{aligned} \quad (4)$$

Выразив из уравнения (4) максимальную относительную деформацию и упростив, получим:

$$\varepsilon_{Hmax} = \frac{P_c(Ratio - \nu_{st}) - S_{poison}(1 - \nu_{st})}{E}. \quad (5)$$

Таким образом, выражения (2) и (5) позволяют определить относительные деформации в точке проведения мини-ГРП так, чтобы минимальное горизонтальное напряжение было равно давлению закрытия трещины, а соотношение горизонтальных напряжений равнялось заданному значению Ratio.

В предлагаемом в данной работе подходе калибровки для расчета горизонтальных напряжений, рассчитанные значения относительной деформации для точки мини-ГРП принимаются постоянными для всего разреза скважины. Это позволяет рассчитывать горизонтальные напряжения для всей скважины и оценивать значение сходимости при различных соотношениях напряжений Ratio в интервале мини-ГРП. Из всех возможных значений Ratio выбирается то соотношение, которое дает лучшее соответствие показаниям профиломера/каверномера при сравнении с расчетным графиком совмещенных давлений (Рис. 3).

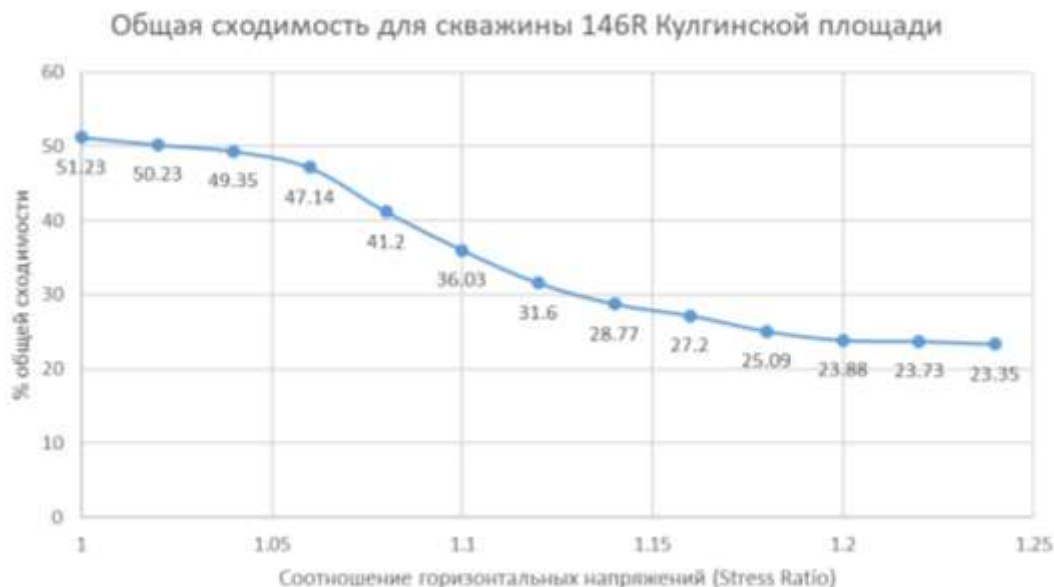


Рис. 3. Пример зависимости сжимаемости от соотношения напряжений (Ratio) для скважины 146R Кулгинской площади. В данном случае лучшая сжимаемость 51,23 % наблюдается для Ratio=1

Fig. 3. Example of convergence dependence on the stress ratio (Ratio) for the well 146R Kulginskaya field. In this case, the best convergence of 51,23 % is observed for Ratio=1

Калибровка прочности на одноосное сжатие

После определения оптимального Ratio и калибровки горизонтальных напряжений производится калибровка прочности на одноосное сжатие, для этого:

- 1) по скважинам с наличием данных микросканеров и кавернометрии определяется характерная форма вывалов (треугольная или эллиптическая). Для треугольной аппроксимации оценивается угол вывала γ , для эллиптической аппроксимации оценивается соотношение большой и малой полуосей эллипса a/b [26];
- 2) в случае если данные микросканеров отсутствуют, используется эллиптическая аппроксимация со средним значением $a/b=2,1$ и граничными значениями при $a/b=1,06$ и $a/b=4,6$;
- 3) по показаниям кавернометрии/профилеметрии определяется глубина вывала;
- 4) по формулам геометрической аппроксимации [26] определяется угол вывала W_{bo} ;
- 5) рассчитывается распределение эффективных главных напряжений вокруг стенки скважины в зависимости от угла относительно нижней стенки скважины θ ;
- 6) определяется угол $\theta_{\max}$, под которым действует максимальное значение максимального главного напряжения на стенке скважины;
- 7) определяется угол последней точки вывала $\theta_{W_{bo}}$, для этого к углу $\theta_{\max}$ прибавляется значение $W_{bo}/2$;
- 8) определяются значения эффективных главных напряжений, действующих в точке под углом $\theta_{W_{bo}}$;
- 9) эффективные главные напряжения подставляются в критерий прочности и рассчитывается значение прочности на одноосное сжатие UCS, например, при использовании критерия Кулона:

$$UCS = \sigma_1 - k\sigma_3,$$

$$k = \left(\sqrt{1 + \mu_i^2} + \mu_i \right)^2,$$

где k – Коэффициент трехосного сжатия; μ_i – тангенс угла внутреннего трения горной породы; σ_1 и σ_3 – максимальное и минимальное главные напряжения, соответственно, Па;

- 10) в интервале, где отсутствуют вывалы, в случае превышения плотности бурового раствора над градиентом обрушения значение прочности не изменяется, а в случае превышения градиента обрушения над плотностью бурового раствора рассчитывается минимальное значение прочности на одноосное сжатие при подстановке в критерий прочности главных напряжений, действующих под углом $\theta_{\max}$;
- 11) в интервале, где определены каверны, в случае превышения градиента обрушения с углом вывала 150° над плотностью бурового раствора прочность на одноосное сжатие не изменяется, а в случае превышения плотности бурового раствора над градиентом обрушения с углом вывала 150° определяется максимальное значение прочности на одноосное сжатие при подстановке в критерий прочности главных напряжений, действующих под углом $\theta_{\max} + 75^\circ$.

Ниже приведен пример калибровки прочности на одноосное сжатие для одной точки геомеханической модели в случае данных, указанных в табл. 2.

Последовательность анализа для одной точки будет следующей:

- 1) принимается эллиптическая аппроксимация;
- 2) соотношение осей эллипса аппроксимации $a/b=2,1$;
- 3) глубина вывала $a=129,45$ мм;
- 4) угол вывала W_{bo} ;

$$w_{bo} = 2 \arctan \sqrt{\frac{a^2 - R^2}{R^2 \left(\frac{a}{b}\right)^2 - a^2}} =$$

$$= 2 \arctan \sqrt{\frac{129.45^2 - 107.95^2}{107.9^2 (2.1)^2 - 129.45^2}} = 42^\circ;$$

- 5) распределение эффективных нормальных напряжений (рис. 4) и эффективных главных напряжений (рис. 5) вокруг стенки скважины.
- 6) $\theta_{\max} = 96^\circ$ (под этим углом действует максимальное эффективное главное напряжение $\sigma_1 = 46,68$ МПа);
- 7) угол последней точки вывала

$$\theta_{w_{bo}} = (\theta_{\max} + W_{bo}/2) = (96^\circ + 42^\circ/2) = 117^\circ;$$

- 8) значения эффективных главных напряжений, действующих в точке под углом $\theta_{w_{bo}}$: $\sigma_1 = 43,05$ МПа; $\sigma_3 = 1,58$ МПа;
- 9) значение прочности на одноосное сжатие после калибровки:

$$UCS = \sigma_1 - k\sigma_3 =$$

$$= 43,05 - 4,1 \cdot 1,58 = 36,6 \text{ МПа.}$$

При использовании прочности на одноосное сжатие до калибровки (30 МПа) угол вывала бы составил $\sim 75^\circ$ вместо 42° .

Таблица 2. Исходные данные для калибровки прочности на одноосное сжатие для одной точки

Table 2. Initial data for calibration of uniaxial compressive strength for a single point

Параметр Parameter	Значение Value	Единицы измерения Units
Рассматриваемая глубина по вертикали/True vertical depth, TVD	2000	м/м
Средняя плотность горных пород/Average density of rocks, ρ_b	2300	кг/м ³ /kg/m ³
Давление закрытия трещины/Fracture closure pressure, P_c	29,3	МПа/MPa
Вертикальное напряжение/Vertical stress, S_v	45,13	МПа/MPa
Минимальное горизонтальное напряжение/Minimum horizontal stress, $Sh_{\min}$	29,33	МПа/MPa
Соотношение горизонтальных напряжений/Horizonta l stress ratio, Ratio	1,1	
Максимальное горизонтальное напряжение/Maximum horizontal stress, $SH_{\max}$	32,27	МПа/MPa
Направление максимального горизонтального напряжения Maximum horizontal stress azimuth	0	градусы/degrees
Коэффициент Пуассона/Poisson's ratio, ν	0,22	
Константа Био/Biot's constant, α	1	
Прочность на одноосное сжатие до калибровки Uniaxial compressive strength before calibration, UCS	30	МПа/MPa
Тангенс угла внутреннего трения/Tangent of the internal friction angle, μ_i	0,76	
Коэффициент трехосного сжатия/Triaxial stress factor, k	4,1	
Плотность бурового раствора/Drilling mud density, ρ_{mud}	1100	кг/м ³ /kg/m ³
Азимут скважины/Well azimuth	40	градусы/degrees
Зенитный угол скважины/Well inclination	40	градусы/degrees
Номинальный радиус скважины/Well nominal radius, R	215,9/2	мм/mm
Глубина вывала/Breakout depth, a	129,45	мм/mm
Тип аппроксимации/Type of approximation	Эллиптическая Elleptic	
Соотношение осей эллипса/Ratio of the axes of the ellipse, a/b	2,1	

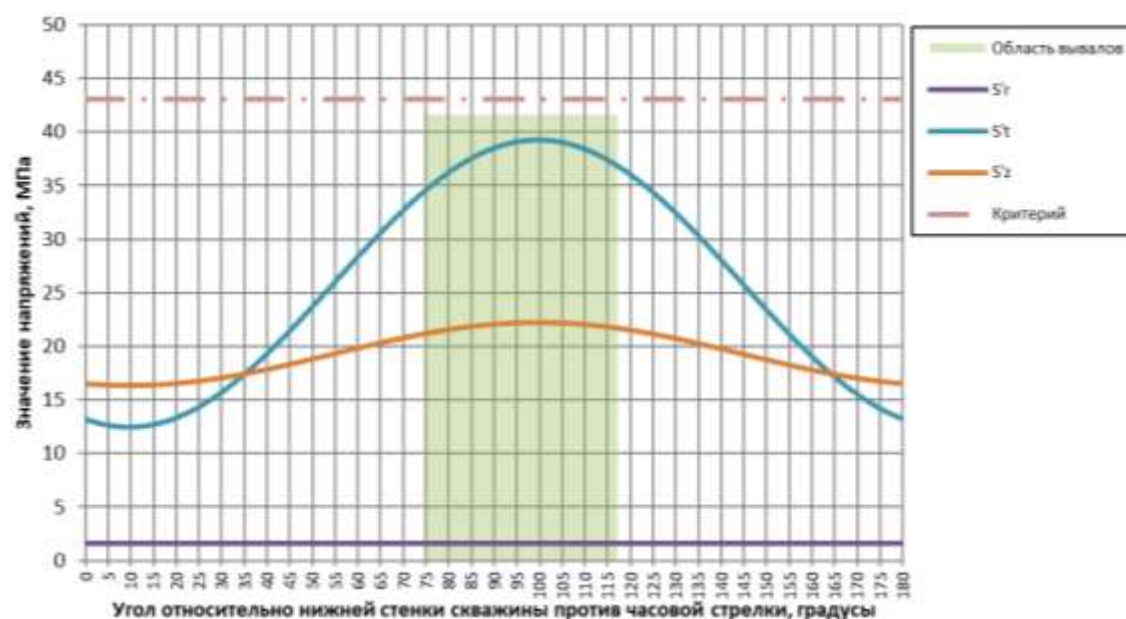


Рис. 4. Распределение эффективных нормальных напряжений на стенке скважины

Fig. 4. Distribution of effective normal stresses on the well wall

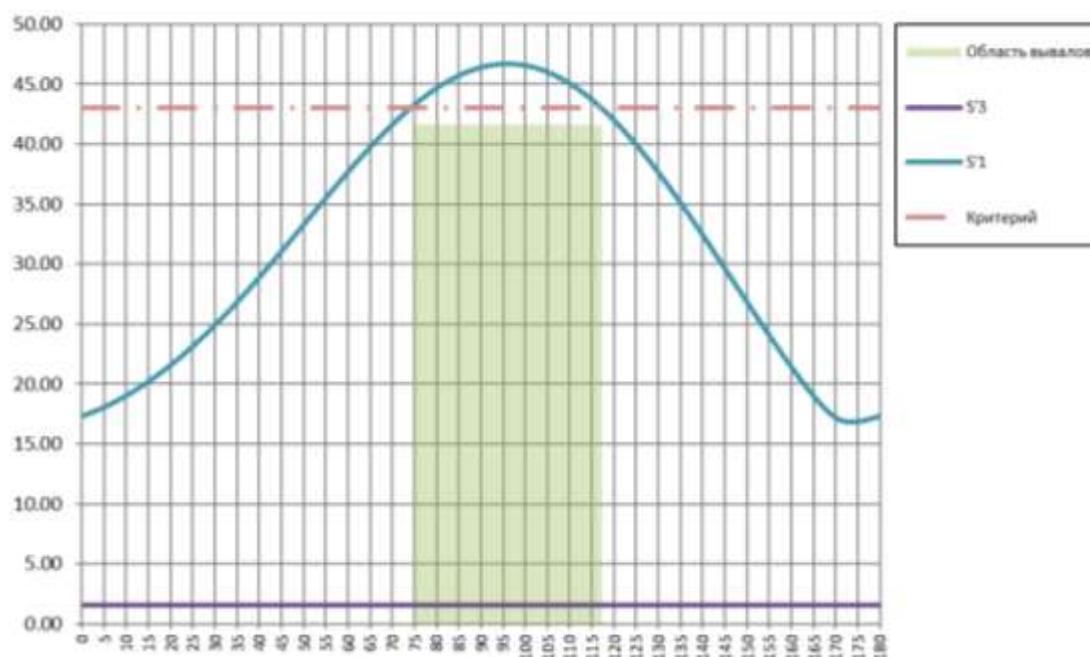


Рис. 5. Распределение эффективных главных напряжений на стенке скважины
Fig. 5. Distribution of effective principal stresses on the well wall

Заключение

Предлагаемый подход калибровки одномерных геомеханических моделей проводится в два этапа: сначала уточняются горизонтальные напряжения, затем прочность на одноосное сжатие. Для уточнения напряжений и прочности на одноосное сжатие в данной работе выведены формулы калибровки. При калибровке горизонтальных напряжений выражения (2) и (5) позволяют определить относительные деформации в точке проведения мини-ГРП так, чтобы минимальное горизонталь-

ное напряжение было равно давлению закрытия трещины, а соотношение горизонтальных напряжений равнялось заданному значению Ratio. Оптимальное значение Ratio определяется по сходимости прогноза модели с данными кавернометрии. Калибровка прочности на одноосное сжатие производится путем расчета угла вывала через длину вывала по формулам геометрической аппроксимации вывалов и подстановки значений главных напряжений на границах угла вывала в критерий прочности горной породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. The Mechanical Earth Model concept and its application to high-risk well construction projects / R. Plumb, S. Edwards, G. Pidcock, D. Lee, B. Stacey // Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference. – SPE, 2000. – P. 1–13.
2. Kidambi T., Kumar G.S. Mechanical Earth Modeling for a vertical well drilled in a naturally fractured tight carbonate gas reservoir in the Persian Gulf // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 141. – P. 38–51.
3. An integrated drilling and geomechanics approach helps to successfully drill wells along the minimum horizontal stress direction in khuff reservoirs / S. Ahmed, K. Khan, P. Omini, A. Abdulaziz, M. Ahmed, A.S. Yadav, M.A. Mohiuddin // Society of Petroleum Engineers – 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years. – OnePetro, 2014. – V. 1. – P. 749–761.
4. Mechanical Earth Model (MEM): an effective tool for borehole stability analysis and managed pressure drilling (case study) / M. Afsari, M.R. Ghafoori, M. Roostaeian, A. Haghshenas, A. Ataei, R. Masoudi // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings. – OnePetro, 2009. – V. 1. – P. 87–98.
5. Mechanical earth modeling and sand onset production prediction for Well X in Malay Basin / N.I. Ismail, M.Y. Naz, S. Shukrullah, S.A. Sulaiman // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10. – № 7. – P. 2753–2758.
6. Al-Ameri A. Integrated mechanical earth modeling for predicting sand production: a case study // SPE Production & Operations. – 2022. – V. 37. – № 02. – P. 169–187.
7. Calibrated mechanical earth models answer questions on hydraulic fracture containment and wellbore stability in some of the CSG wells in the Bowen Basin / Z.J. Pailikathekathil, R. Puspitasari, I. Altaf, M. Alboub, S. Mazumder, S. Sur, M. Scott, D. Kubenk, T. Gan // Society of Petroleum Engineers – Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future. – OnePetro, 2013. – V. 2. – P. 683–707.
8. Jimenez J.A., Chalaturnyk R.J., Whittaker S.G. A mechanical earth model for the Weyburn CO2 monitoring and storage project and its relevance to long-term performance assessment // Greenhouse Gas Control Technologies. – 2005. – P. 2141–2145.
9. Mechanical earth modeling and fault reactivation analysis for CO2-enhanced oil recovery in Gachsaran oil field, south-west of Iran / M. Amiri, G.R. Lashkaripour, S. Ghabezloo, N.H. Moghaddas, M.H. Tajareh // Environmental Earth Sciences. – 2019. – V. 78. – № 4. – P. 1–22.
10. Zain-Ul-Abidin M., Henk A. Building 1d and 3d mechanical earth models for underground gas storage – a case study from the Molasse basin, Southern Germany // Energies. – 2020. – V. 13. – № 21. – P. 1–21.
11. Tashkinov V., Konoshonkin D. The rock strength properties determination of the Jurassic formation sandstones by updating empirical relations for mechanical earth model construction // Saint Petersburg 2018: Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – V. 2018. – P. 1–6.
12. Определение геомеханических свойств юрских и доюрских отложений Томской области / А.С. Шадрин, Д.В. Коношонкин,

- А.Е. Антонов, В.С. Рукавишников, Д.С. Петрова // Известия вузов. Горный журнал. – 2022. – № 1. – С. 34–44.
13. Determination of horizontal stress orientation in the areas of the Tomsk region / A.E. Antonov, A.S. Shadrin, D.V. Konoshonkin, V.S. Rukavishnikov, D.S. Petrova // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Gornyi zhurnal. – 2021. – V. 1. – № 7. – P. 16–24.
14. Cox J.W. The high resolution dipmeter reveals dip-related borehole and formation characteristics // SPWLA 11th Annual Logging Symposium 1970. – Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (SPWLA). – 1970. – V. 11. – № 01. – P. 46–57.
15. Babcock E.A. Measurement of subsurface fractures from dipmeter logs // AAPG Bulletin. – 1978. – V. 62. – № 7. – P. 1111–1126.
16. In situ stress state in the Nankai accretionary wedge estimated from borehole wall failures / C. Chang, L.C. McNeill, J.C. Moore, W. Lin, M. Conin, Y. Yamada, D. Saffer, P. Henry, H. Tobin // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2010. – V. 11. – № 12. – P. 1–17.
17. Yaghoubi A.A., Zeinali M. Determination of magnitude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability – case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – V. 67. – № 3–4. – P. 116–126.
18. Fowler M.J., Weir F.M. The use of borehole breakout for geotechnical investigation of an open pit mine // SHIRMS 2008: First Southern Hemisphere International Rock Mechanics Symposium. – Perth, 16–19 September, 2008. – Perth: Australian Centre for Geomechanics, 2008. – P. 541–550.
19. Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the in situ stress regime / E.J. Nelson, J.J. Meyer, R.R. Hillis, S.D. Mildren // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2005. – V. 42. – № 3. – P. 361–371.
20. The borehole televiewer a new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection / J. Zemanek, R.L. Caldwell, Jr. E.E. Glenn, S.V. Holcomb, L.J. Norton, A.J.D. Straus // J Petroleum Technology. – 1969. – V. 21. – № 6. – P. 762–774.
21. Determination of minimum and maximum stress profiles using wellbore failure evidences: a case study – a deep oil well in the southwest of Iran / A. Molaghab, M.H. Taherynia, S.M. Fatemi Aghda, A. Fahimifar // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – V. 7. – № 3. – P. 707–715.
22. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells / M.D. Zoback, C.A. Barton, M. Brudy, D.A. Castillo, T. Finkbeiner, B.R. Grollmund, D.B. Moos, P. Peska, C.D. Ward, D.J. Wiprut // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2003. – V. 40. – № 7–8. – P. 1049–1076.
23. Hydraulic fracturing stress measurements at Yucca Mountain, Nevada, and relationship to the regional stress field (USA) / J.M. Stock, J.H. Healy, S.H. Hickman, M.D. Zoback // Journal of Geophysical Research. – 1985. – V. 90. – № B10. – P. 8691–8706.
24. Malinverno A., Saito S., Vannucchi P. Horizontal principal stress orientation in the Costa Rica Seismogenesis Project (CRISP) transect from borehole breakouts // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2016. – V. 17. – № 1. – P. 65–77.
25. Estimation of in-situ maximum horizontal principal stress magnitudes from borehole breakout data using machine learning / H. Lin, W.H. Kang, J. Oh, I. Canbulat // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2020. – V. 126. – P. 1–15.
26. Коношонкин Д.В., Рукавишников В.С. Геометрическая аппроксимация вывалов в скважине для проведения калибровки геомеханической модели // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 12. – С. 58–72.

Поступила: 09.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 15.03.2023 г.

Информация об авторах

Коношонкин Д.В., старший преподаватель отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Рукавишников В.С., PhD, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шадрин А.С., инженер лаборатории нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Антонов А.Е., инженер лаборатории нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Куприянова К.А., инженер лаборатории нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.822:550.8.012:550.8.08:550.8.053

CALIBRATION OF ONE-DIMENSIONAL MECHANICAL EARTH MODELS USING GEOMETRIC APPROXIMATION OF BOREHOLE BREAKOUTS

Dmitry V. Konoshonkin¹,
konoshonkindv@hw.tpu.ru

Valeriy S. Rukavishnikov¹,
rukavishnikov@tpu.ru

Andrey S. Shadrin¹,
shadrinas@hw.tpu.ru

Anton E. Antonov¹,
antonovae@hw.tpu.ru

Karina A. Kupriyanova¹,
kam36@tpu.ru

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

The relevance. Mechanical earth modeling is widely used in various fields of science and technology. In the oil and gas industry, one-dimensional mechanical earth models are used to analyze wellbore stability, to design hydraulic fracturing, to assess the probability of sand production with oil and gas flow, and as input data for three-dimensional mechanical earth models. One-dimensional mechanical earth models are very demanding on the volume and quality of the initial data, for example, when calibrating the model to define the uniaxial compression strength and horizontal stresses, borehole imager data are required, which are usually not recorded in all wells and in whole interval. At the same time, almost every well has caliper data. Therefore, solving the problem of calibration of a one-dimensional mechanical earth model using more accessible caliper data is an urgent problem, the solution of which will allow building calibrated geo-mechanical models for a larger number of wells.

The main aim: to develop an approach for calibration of one-dimensional mechanical earth models based on well caliper data.

Methods: geometric approximation, analysis of laboratory studies, as well as analytical methods for calculating the stress-strain state near the well wall.

Results. The paper introduces the equations and the algorithm to define the stresses and uniaxial compression strength of rocks using geometric approximation of borehole breakouts according to caliper data in wells.

Key words:

Geomechanics, model, breakout, well, calibration.

REFERENCES

1. Plumb R., Edwards S., Pidcock G., Lee D., Stacey B. The mechanical earth model concept and its application to high-risk well construction projects. *Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference*. SPE, 2000. pp. 1–13.
2. Kidambi T., Kumar G.S. Mechanical Earth Modeling for a vertical well drilled in a naturally fractured tight carbonate gas reservoir in the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 141. pp. 38–51.
3. Ahmed S., Khan K., Omini P., Abdulaziz A., Ahmed M., Yadav A.S., Mohiuddin M.A. An integrated drilling and geomechanics approach helps to successfully drill wells along the minimum horizontal stress direction in Khuff reservoirs. *Society of Petroleum Engineers – 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years*. OnePetro, 2014. Vol. 1. pp. 749–761.
4. Afsari M., Ghafoori M.R., Roostaieian M., Haghshenas A., Ataei A., Masoudi R. Mechanical Earth Model (MEM): an effective tool for borehole stability analysis and managed pressure drilling (case study). *SPE Middle East Oil Gas Show Conf. MEOS, Proc.* OnePetro, 2009. vol. 1. pp. 87–98.
5. Ismail N.I., Naz M.Y., Shukrullah S., Sulaiman S.A. Mechanical earth modeling and sand onset production prediction for Well X in Malay Basin. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 7, pp. 2753–2758.
6. Al-Ameri A. Integrated mechanical earth modeling for predicting sand production: a case study. *SPE Production & Operations*, 2022, vol. 37, no. 02, pp. 169–187.
7. Pailikathekathil Z.J., Puspitasari R., Altaf I., Alboub M., Mazumder S., Sur S., Scott M., Kubenk D., Gan T. Calibrated mechanical earth models answer questions on hydraulic fracture containment and wellbore stability in some of the CSG wells in the Bowen Basin. *Society of Petroleum Engineers – Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future*. OnePetro, 2013. Vol. 2. pp. 683–707.
8. Jimenez J.A., Chalaturmyk R.J., Whittaker S.G. A Mechanical earth model for the Weyburn CO₂ monitoring and storage project and its relevance to long-term performance assessment. *Greenhouse Gas Control Technologies*, 2005, pp. 2141–2145.
9. Amiri M., Lashkaripour G.R., Ghabezloo S., Moghaddas N.H., Tajareh M.H. Mechanical earth modeling and fault reactivation analysis for CO₂-enhanced oil recovery in Gachsaran oil field, south-west of Iran. *Environmental Earth Sciences*, 2019, vol. 78, no. 4, pp. 1–22.
10. Zain-UL-abedin M., Henk A. Building 1D and 3D Mechanical earth models for underground gas storage – a case study from the Molasse Basin, Southern Germany. *Energies*, 2020, vol. 13, pp. 1–21.
11. Tashkinov V., Konoshonkin D. The rock strength properties determination of the Jurassic formation sandstones by updating empirical relations for mechanical earth model construction. *Saint Petersburg 2018: Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough*. 2018. pp. 1–6.
12. Shadrin A.S., Konoshonkin D.V., Antonov A.E., Rukavishnikov V.S., Petrova D.S. Determination of geomechanical properties of the Jurassic and Pre-Jurassic sediments of the Tomsk region. *Minerals and Mining Engineering*, 2022, vol. 1, pp. 34–44. In Rus.

13. Antonov A.E., Shadrin A.S., Konoshonkin D.V., Rukavishnikov V.S., Petrova D.S. Determination of horizontal stress orientation in the areas of the Tomsk region. *Minerals and Mining Engineering*, 2021, vol. 1, no. 7, pp. 16–24.
14. Cox J.W. The high resolution dipmeter reveals dip-related borehole and formation characteristics. *SPWLA 11th Annual Logging Symposium 1970. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (SPWLA)*, 1970, vol. 11, no. 01, pp. 46–57.
15. Babcock E.A. Measurement of subsurface fractures from dipmeter logs. *AAPG Bulletin*, 1978, vol. 62, no. 7, pp. 1111–1126.
16. Chang C., McNeill L.C., Moore J.C., Lin W., Conin M., Yamada Y. In situ stress state in the Nankai accretionary wedge estimated from borehole wall failures. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2010, vol. 11, no. 12, pp. 1–17.
17. Yaghoubi A.A., Zeinali M. Determination of magnitude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability – case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, vol. 67, no. 3–4, pp. 116–126.
18. Fowler M.J., Weir F.M. The use of borehole breakout for geotechnical investigation of an open pit mine. *SHIRMS 2008: First Southern Hemisphere International Rock Mechanics Symposium*. Perth, 16–19 September, 2008. Perth, Australian Centre for Geomechanics, 2008. pp. 541–550.
19. Nelson E.J., Meyer J.J., Hillis R.R., Mildren S.D. Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the in situ stress regime. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2005, vol. 42, no. 3, pp. 361–371.
20. Zemanek J., Caldwell R.L., Glenn Jr. E.E., Holcomb S.V., Norton L.J., Straus A.J.D. The borehole televiewer a new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection. *J Petroleum Technology*, 1969, vol. 21, no. 06, pp. 762–774.
21. Molaghab A., Taherynia M.H., Fatemi Aghda S.M., Fahimifar A. Determination of minimum and maximum stress profiles using wellbore failure evidences: a case study – a deep oil well in the southwest of Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, vol. 7, no. 3, pp. 707–715.
22. Zoback M.D., Barton C.A., Brudy M., Castillo D.A., Finkbeiner T., Grollmund B.R., Moos Peska D.B., Ward C.D., Wiprut D.J. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2003, vol. 40, no. 7–8, pp. 1049–1076.
23. Stock J.M., Healy J.H., Hickman S.H., Zoback M.D. Hydraulic fracturing stress measurements at Yucca Mountain, Nevada, and relationship to the regional stress field (USA). *Journal of Geophysical Research*, 1985, vol. 90, no. B10, pp. 8691–8706.
24. Malinverno A., Saito S., Vannucchi P. Horizontal principal stress orientation in the Costa Rica Seismogenesis Project (CRISP) transect from borehole breakouts. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2016, vol. 17, no. 1, pp. 65–77.
25. Lin H., Kang W.H., Oh J., Canbulat I. Estimation of in-situ maximum horizontal principal stress magnitudes from borehole breakout data using machine learning. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2020, vol. 126, pp. 1–15.
26. Konoshonkin D.V., Rukavishnikov V.S. Geometrical approximation of borehole collapses to perform calibration of geomechanical model. *Mining Informational Analytical Bulletin Publishing house Mining book*, 2021, vol. 2021, no. 12, pp. 58–72. In Rus.

Received: 9 February 2023.

Reviewed: 15 March 2023.

Information about the authors

Dmitry V. Konoshonkin, senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valeriy S. Rukavishnikov, PhD, associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Andrey S. Shadrin, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Anton E. Antonov, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Karina A. Kupriyanova, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 550.47:599.7

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИКИМИ КОПЫТНЫМИ РУДНИЧНОЙ ВОДЫ В ИСТОКАХ Р. УССУРИ, НА ТЕРРИТОРИИ НАЦИОНАЛЬНОГО ПАРКА «ЗОВ ТИГРА»

Паничев Александр Михайлович¹,
sikhote@mail.ru

Барановская Наталья Владимировна²,
nata@tpu.ru

Арамилев Владимир Валерьевич³,
aramilev@yandex.ru

Чекрыжов Игорь Юрьевич⁴,
chekr2004@mail.ru

Вах Елена Александровна⁴,
adasea@mail.ru

Ветошкина Алена Владимировна⁴,
vetoshkina.alena@mail.ru

Луценко Татьяна Николаевна¹,
lutsenko53@bk.ru

Стрепетов Дмитрий Александрович²,
das57@tpu.ru

¹ Тихоокеанский институт географии ДВО РАН,
Россия, 690041, г. Владивосток, ул. Радио, 7.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

³ Объединенная дирекция Лазовского заповедника и национального парка «Зов тигра»,
Россия, 692980, с. Лазо, ул. Центральная, 56.

⁴ Дальневосточный геологический институт ДВО РАН,
Россия, 690022, г. Владивосток, пр. 100 лет Владивостоку, 159.

Актуальность работы определяется необходимостью выяснения причины использования минерализованных вод дикими животными, что характерно для многих районов мира. Новое знание тесно связано с проблемой геофагии, решение которой открывает широкую перспективу фундаментальных исследований в области ландшафтной биогеохимии, экологии и медицины.

Цель: изучить химический состав минерализованной рудничной воды в озере на территории полигона отходов давно не действующей обогатительной фабрики оловополиметаллических руд в верховьях р. Уссури, которую активно потребляют дикими копытными; выявить посещаемость озера животными в течение годового цикла; попытаться определить причину потребления рудничной воды.

Объекты: копытные животные, посещающие озеро с рудничной водой; озерная вода и донные отложения.

Методы: оценка посещаемости рудничного озера животными с помощью фотоловушек; определение химического состава: масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS) (спектрометр Agilent 7700x, Agilent Techn., США); атомно-эмиссионная спектрометрия (спектрометр iCAP 7600 Duo); ионная хроматография (ионно-жидкостный хроматограф LC-20, Shimadzu, Япония).

Результаты. Выявлено, что копытные животные приходят пить воду из озера равномерно в течение года, за исключением зимнего периода, когда вода покрыта толстым слоем льда. Вода в озере пресная сульфатно-кальциевого состава. Среди микроэлементов в ней выявлены как обладающие высокой токсичностью (Cd и Pb), превышающие ПДК для питьевой воды от 20 до 80 раз, так и относящиеся к эссенциальным, в числе которых Fe, Mn, Cu, Zn, Co, Cr, Ni, Se, Li. Их концентрация либо не превышает ПДК, либо превышает незначительно. Высока также концентрация редкоземельных элементов. Потребление рудничной воды животными, вероятнее всего, обусловлено высокой концентрацией в ней редкоземельных элементов легкой подгруппы.

Ключевые слова:

копытные, рудничные воды, донные отложения, редкоземельные элементы, Сихотэ-Алинь.

Введение

Дикие животные (включая птиц) во многих регионах мира активно посещают водные источники с минерализованной водой [1–4]. Причина такого поведения чаще всего усматривается в желании восполнить недостаток минеральных веществ, поступающих с основным кормом.

На территории национального парка «Зов тигра» в Приморском крае (Россия), а именно, по ручью Угольный в верховьях р. Милоградовки, имеется несколько минеральных источников, а также естественных солонцов-кудуrow, которые посещают дикие копытные. Эта группа источников и кудуров была детально изучена нами ранее [5]. В относительной бли-

зости от них, на расстоянии нескольких километров, в верховьях р. Уссури, имеется небольшое озеро с минерализованной водой рудничного происхождения, которое также посещается копытными.

С помощью фотоловушек мы установили, как часто копытные потребляют рудничную воду. Кроме того, мы провели отбор проб воды и донных осадков из «рудничного озера», а также воды из протекающего рядом ручья (истоки р. Уссури). В собранных пробах определены концентрации 65 химических элементов. В данной статье излагаются полученные результаты, дается авторская оценка возможной причины потребления рудничных вод копытными на основе «редкоземельной гипотезы», которая обсуждалась нами в работе [5].

Краткие сведения об объекте и районе исследования

Источник рудничной воды в виде небольшого озера, постоянно подпитываемого из родника, находится в пределах территории национального парка «Зов тигра» на заброшенном полигоне отходов обогатительной фабрики олово-полиметаллических руд в истоках р. Уссури (рис. 1), приблизительно в 5 км южнее горы Снежная (1682 м), в юго-восточной части Чугуевского административного района Приморского края (Россия).

В металлогеническом отношении район исследований находится на площади Фурмановского цинк-свинец-вольфрамово-оловорудного района, в северо-западной части которого выделен Облачный свинцо-

во-оловорудный узел, который объединяет оловополиметаллическое месторождение «Нижнее», перспективное рудопроявление «Победа», а также серию шлиховых и литохимических ореолов олова и полиметаллов [6]. Руды на обогатительную фабрику доставлялись с месторождения «Нижнее».

Площадь «рудничного озера» постоянно меняется в зависимости от притока в него воды, составляя в среднем 30 кв. м при глубине около 0,5 м (рис. 2). Грунтовая вода характерного желто-бурого цвета, питающая «рудничное озеро», дренирует отложения полигона отходов обогатительной фабрики. Фабрика функционировала в начале–середине 1970-х гг., и уже почти 50 лет не действует.



Рис. 1. Место нахождения «рудничного озера» в истоках р. Уссури в Приморском крае (А), и полигон отходов с озером рудничной воды недалеко от развалин обогатительной фабрики на космоснимке (В)

Fig. 1. Location of the «mine lake» at the head of the river Ussuri in Primorsky Krai (A), and a waste landfill with a mine water lake close to the ruins of an enrichment plant in a satellite image (B)



Рис. 2. Озеро с рудничной водой на полигоне отходов обогатительной фабрики в начале октября 2019 г. Фото А.М. Паничева, октябрь 2019 г. (А) и изюбри, пьющие рудничную воду. Фотоловушка, 26 апреля 2021 г. (В)

Fig. 2. Mine water lake on the waste landfill of the processing plant in early October 2019. Photo by A.M. Panichev, October 2019 (A) and red deer drinking mine water. Trail camera, April 26, 2021 (B)

По данным государственной геологической съемки М 1:200000, в районе заброшенной обогатительной фабрики в тектоническом блоке выходят осадочные, преимущественно песчано-алевролитовые, породы мезозойского возраста в окружении кислых вулканитов позднемезозойского возраста. В истоках Уссури, в районе г. Снежная, выходят близкие по возрасту вулканитам гранитные интрузии.

Окружающий район представляет собой сильно расчлененное среднегорье в районе основного хребта Сихотэ-Алинь, покрытое преимущественно елово-пихтовыми лесами пройденными рубками. Абсолютная отметка полигона около 900 м. В составе лесных насаждений на прилегающих к полигону территориях преобладают хвойные из лиственницы ольгинской (*Larix olgensis*), а также вторичные лиственные леса из осинников (*Populus tremula*) и березняков с преобладанием березы маньчжурской (*Betula mandshurica*). В пойменной части р. Уссури преобладают ильм японский (*Ulmus japonica*) и ясень маньчжурский (*Fraxinus mandshurica*), по склонам гор – насаждения ели аянской (*Picea ajanensis*) и пихты почкочешуйной (*Abies nephrolepis*), встречается кедр корейский (*Pinus koraiensis*).

Судя по следам и данным фотофиксации, озеро с рудничной водой посещают благородные олени (*Cervus elaphus*), пятнистые олени (*Cervus nippon*) и сибирские косули (*Capreolus pygargus*). Из других видов животных «рудничное озеро» посещали утки мандаринки (*Aix galericulata*) и медведица (*Ursus arctos*) с тремя медвежатами.

Плотность населения изюбря на данной территории, по данным учетов сотрудников национального парка, составляет около 4–8 ос/1000 га, что является средним показателем для территорий Южного Сихотэ-Алиня. Косуля на исследуемой территории обитает только в летний период с плотностью населения 1–2 ос/1000 га, приблизительно такая же плотность и пятнистого оленя.

На расстоянии 3 и 5 км от «рудничного озера» находятся два хорошо посещаемых копытными искусственных солонца, на которые ежегодно завозится соль (хлористый натрий). Тем не менее, как показывают данные наблюдений, копытные не менее активно посещают полигон отходов с целью потребления воды из озера.

Материалы и методы

В начале октября 2019 г. из озера с рудничной водой была отобрана гидрохимическая проба (U-1) и проба донных отложений (U-silt), которые на следующий же день были доставлены в химическую лабораторию Тихоокеанского института географии ДВО РАН и переданы для аналитического исследования [7–9].

В сентябре 2021 г. были отобраны еще две водных пробы, одна из озера (U-1.2), вторая из ручья Уссури (U-2). Место отбора пробы из ручья показано на рис. 1, В. Вода отбиралась в полиэтиленовые емкости 250 мл, проба донных осадков – в полиэтиленовый мешок.

В лаборатории геохимии Тихоокеанского института географии ДВО РАН (ТИГ ДВО РАН) из нефилтрованных водных проб выполнялись определения электропроводности, pH и щелочности. Для дальнейших анализов каждая проба фильтровалась (диаметр пор фильтра 0,45 микрон) с помощью вакуумного безмасляного насоса (ROCKER 300, Тайвань) и разливалась в две полипропиленовые пробирки емкостью 50 мл. Далее пробирки с водой направлялись в Аналитический центр коллективного пользования при Дальневосточном геологическом институте Дальневосточного отделения Российской академии наук (АЦ ДВГИ ДВО РАН). Одна из пробирок после подкисления воды азотной кислотой (Merck Suprapur Nitric Acid) шла на определение концентраций 55 элементов методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-МС) (спектрометр Agilent 7700x, Agilent Techn., США; аналитик Е.В. Еловский). Вторая пробирка шла на определение пяти макрокатионов методом атомно-эмиссионной спектрометрии (спектрометр iCAP 7600 Duo; аналитик Г.А. Горбач), а также шести анионов методом ионной хроматографии (ионный жидкостный хроматограф LC-20, Shimadzu, Япония; аналитик О.В. Суханова).

Построение градуировочной шкалы для определения редкоземельных элементов (РЗЭ) производилось с использованием мультиэлементного стандартного образца Multi-Element Calibration Standard-1 (Agilent Technologies, Inc., USA), из которого весовым методом готовились градуировочные точки: 0,1, 0,5, 1, 5, 10, 50, 100, 200 ppb. Ошибка измерения для всех REE составила не более 5 % RSD.

Общая минерализация воды (Σn) определялась как сумма вкладов макрокомпонентов:

$$\Sigma n = [Na^+] + [K^+] + [Ca^{2+}] + [Mg^{2+}] + [Si^{4+}] + [SO_4^{2-}] + [Cl^-] + [HCO_3^-].$$

Подготовка и аналитическое исследование пробы донных осадков проводились также в АЦ ДВГИ ДВО РАН. Высушенная проба дробилась, истиралась до однородной консистенции в виброистирателе. Определение суммы ППП (потери при прокаливании) и SiO_2 выполняли методом гравиметрии; определение остальных главных элементов – методом ИСП-МС. Определение содержания микроэлементов выполнено тем же методом на том же спектрометре. Подготовка проб к анализу – открытое кислотное разложение ($HNO_3 + HClO_4 + HF$).

Применение фотоловушек является широко распространённым методом изучения живых организмов в их естественной среде обитания. Наиболее эффективно этот метод применяется при фиксации отдельных особей крупных травоядных [10].

С 07.06.2020 на «рудничном озере» была установлена фотоловушка (Sprromise S308), которая работала в режиме фотосъемки до 15.05.2021 г. (съемка 3 кадра подряд, интервал между кадрами – 15 с).

С 16.05.2021 и до 17.06.2021 г. фотоловушка работала в режиме видеосъемки (по 15 с с интервалом между роликами – 1 с).

Результаты

Фотоловушка

Данные фотоловушки, работавшей в режиме фотосъемки в период 07.06.2020–15.05.2021 г. представлены в табл. 1. Общее количество животных, посетивших «рудничное озеро» в течение почти годового периода, получилось 53. Среди них отмечены только изюбри, причем резко преобладают самки.

Таблица 1. Посещение копытными «рудничного озера» на полигоне отходов горно-обогатительной фабрики в верховьях р. Уссури с 07.06.2020 по 15.05.2021 г. по данным фотофиксации

Table 1. Ungulates visiting the «mine lake» at the waste disposal site of the mining and processing plant in the upper reaches of the river Ussuri from 07.06.2020 to 15.05.2021 according to trail trap photographic data

Дата Date	Вид животных Animal species	Количество Number	Пол, возраст Gender, age
07.06.2020	Из (Rd)	2	См (Af)
09.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
10.06.2020	Из (Rd)	2	См+сг (Af+u)
11.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
13.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
13.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
14.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
14.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
14.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
23.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
23.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
25.06.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
26.06–07.07.2020 – «рудничное озеро» и часть поймы затоплены после тайфуна («mine lake» and part of the floodplain flooded after the typhoon)			
08.07.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
15.07.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
30.07.2020	Из (Rd)	2	См+сг (Af+u)
31.07.2020	Из (Rd)	2	См (Af)
09.08.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
13.08.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
14.08.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
15.08.2020	Из (Rd)	2	См (Af)
22.08.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
22.08.2020	Из (Rd)	2	См (Af)
22.08.2020	Из (Rd)	2	См (Af)
24.08.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
26.08.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
31.08.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
31.08.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
02.09.2020	Из (Rd)	4	См (Af)
03.09.2020	Из (Rd)	2	См (Af)
03.09.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
04.09.2020	Из (Rd)	1	См (Af)
17.11.2020–26.04.2021 – никто из копытных не приходил, озеро покрыто толстым льдом (no ungulates came, the lake is covered with thick ice)			
26.04.2021	Из (Rd)	3	См (Af)
26.04.2021	Из (Rd)	3	См (Af)
27.04.2021	Из (Rd)	1	См (Af)
09.05.2021	Из (Rd)	1	См (Af)
12.05.2021	Из (Rd)	1	См (Af)
13.05.2021	Из (Rd)	2	См (Af)
15.05.2021	Из (Rd)	1	См (Af)

Примечание. Из – изюбрь; См – взрослая самка; Сц – взрослый самец; сг – сеголетки.

Note. Rd – red deer; Af – adult female; Am – adult male; u – underyearlings.

В период с 17.11.2020 по 26.04.2021 г., то есть фактически 4 месяца, пока на озере был лед, животные не приходили. Почти месяц животные не приходили и в летнее время, когда «рудничное озеро» и часть поймы были затоплены дождевой водой после тайфуна.

Фотоловушка, работавшая в режиме видеосъемки, за период с 16.05 по 17.06.2021 г. (фактически за месяц) зафиксировала 229 выходов к озеру с рудничной водой копытных трех видов: изюбрь, пятнистый олень и косуля. Косули выходили 2 раза, олени – 6 раз, остальные – изюбри. Одновременная численность изюбрей около озера колебалась от 1 до 7 особей. 11 раз копытные проходили мимо, похоже это были те животные, которые уже пили воду из озера ранее. Во всех остальных случаях копытные пили воду. Если это был второй или третий подход за сутки – пили явно меньше. Судя по длительности питья воды (по данным видеосъемки до 1 минуты и более) количество выпитого можно достоверно оценивать в объеме от одного до трех литров. Фактов потребления животными глинисто-илистых отложений по берегам озера не выявлено.

Гидрохимия

Аналитические данные по основным ионам в пробах воды (табл. 2) свидетельствуют о том, что вода из «рудничного озера» относится к пресной сульфатно-кальциевого состава с минерализацией от 0,2 до 0,3 г/л. Вода из ручья Уссури относится к ультрапресной, по составу она гидрокарбонатно-сульфатно-кальциево-натриевая, минерализация ее на порядок меньше (около 0,04 г/л).

Показатель pH рудничной воды колеблется от 3,25 до 3,45, в то время как воды в ручье – 6,24. Содержание SO_4^{2-} иона в рудничной воде резко преобладает над гидрокарбонат-ионом колеблясь от 137 до 242 мг/л. Концентрация Cl-иона колеблется от 0,89 до 1,11 мг/л. Содержание NH_4^+ – около 0,4 мг/л; NO_3^- – от менее 0,1 до 0,18, а ионов NO_2^- – до 0,5 мг/л. Концентрации ионов F^- около 0,3 мг/л; Br^- – около 0,05 мг/л. В составе главных катионов чаще преобладает Ca с колебанием показателя от 10,14 до 21,4 мг/л. Концентрация Na колеблется от 2,88 до 4,09 мг/л; калия – (1,48–1,55) мг/л; магния – (2,06–3,51) мг/л.

В воде из ручья значительно меньше сульфат-иона, а также калия и магния. Концентрация натрия сопоставима с таковой в рудничной воде.

По содержанию большинства микроэлементов (табл. 3) воды «рудничного озера» отличаются необычайно высокими (на уровне десятых и целых мг/л) концентрациями Al (7–17 мг/л), Zn (6,5–12,1 мг/л), Fe (1,5–2,4 мг/л), Mn (0,5–1,0 мг/л), Cu (0,6–0,7 мг/л), Pb (0,2–0,4 мг/л) и Sr (0,09–0,2 мг/л).

Весьма высоки также концентрации Li (17,5–36,4 мкг/л), B (30,2–36,3 мкг/л), Co (10,5–20,6), Ni (19,3–36,2), As (0,19–7,40), Cd (45,9–84,7), Ba (17,9–28,7), а также всей группы редкоземельных элементов (РЗЭ). Суммарная концентрация растворенных форм РЗЭ изменяется (с учетом Sc и Y) от 38,24 до 74,08 мкг/л. Если рассматривать кислые воды техногенных объектов

мира, то там средние суммарные концентрации РЗЭ варьируются около 150 мкг/л [11] и для техногенных речных вод – от 25 до 3231 мкг/л [12]. Если сравнивать полученные концентрации с некоторыми техногенными объектами Дальнего Востока, то они являются повышенными [13, 14], но относительно шламо-

вых вод хвостохранилищ предприятий по переработке сульфидных руд Кавалеровского и Дальнегорского районов (770 и 1139 мкг/л соответственно) концентрация РЗЭ является умеренной [15]. При этом во всех пробах отмечается преобладание легких лантаноидов над тяжелыми (суммы LREE 88 и 89 %).

Таблица 2. Содержание макроэлементов в пробах воды из «рудничного озера» и воды р. Уссури (мг/л)

Table 2. Content of macroelements in water samples from the «mine lake» and the water of the Ussuri (mg/l)

Проба Sample	pH	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH ₄ ⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₂ ⁻	NO ₃ ⁻	F ⁻	Br ⁻	Si
U-1	3,45	2,88	1,48	10,14	2,06	0,40	3,5	137	1,11	0,50	0,18	0,30	0,05	14,62
U-1.2	3,25	4,09	1,55	21,4	3,51	0,44	3,0	242	0,89	<0,5	<0,1	<0,3	<0,05	13,12
U-2	6,24	2,06	0,59	4,23	0,93	<0,1	13,9	5,16	0,88	<0,5	2,05	<0,3	<0,05	5,52

Примечание. U-1 – из «рудничного озера» в октябре 2019 г.; U-1.2 – из «рудничного озера» в сентябре 2021 г.; U-2 – из р. Уссури в истоках (сентябрь, 2021).

Note. U-1 – from the «mine lake» in October 2019; U-1.2 – from the «mine lake» in September 2021; U-2 – from the Ussuri river in its origins (September, 2021).

Если учесть, что ПДК в поверхностных водных объектах составляет суммарно по Al – 0,2; по Fe – 0,3 по Cu – 1,0 по Cd – 0,001 и по Pb – 0,01, Be 0,0002 мг/л, получается, что в пробах воды из «рудничного озера» повышены содержания относительно ПДК для Al в 35–88 раз; по Mn и Fe до 10 раз; по Cd от 40 до 80 раз и по Pb в 24–37 раза, Be в 4–7 раз [16]. Таким образом, рудничная вода является токсичной для животных и человека по ряду элементов, относящихся к I классу опасности.

Полученные в процессе исследований данные по содержанию РЗЭ в рудничных водах (38,24–74,08 мкг/л (с учетом Sc и Y)) в десятки раз превышают концентрации в воде из р. Уссури в её истоках (1,20 мкг/л). В настоящее время в Российской Федерации для природных (питьевых) вод установлены только предельно допустимые концентрации для Sm в виде SmCl₃ – 24 мкг/л по санитарно-токсикологическим показателям, и для оксида европия Eu₂O₃ – 300 мкг/л по органолептическим показателям, по другим РЗЭ ПДК не установлены.

Таблица 3. Содержание микроэлементов в пробах воды «рудничного озера» и воды р. Уссури (мкг/л)

Table 3. Content of microelements in the water samples of the «mine lake» and the water of the Ussuri (μg/l)

Элемент/Element	U-1	U-1.2	U-2	Элемент/Element	U-1	U-1.2	U-2
Li	17,50	36,39	0,4483	Cs	0,1151	0,1244	0,0088
Be	0,7921	1,433	0,0131	Ba	17,91	28,67	4,670
B	36,34	30,22	≤ 30	Hf	0,0050	0,0119	0,0141
Al	7 548	17 642	82,74	Ta	0,0006	0,0014	0,0015
P	1,200	11,28	9,464	W	0,0022	0,0047	0,0097
S*	24 630	35 962	857,0	Tl	0,1367	0,1462	0,0023
Sc	0,1461	0,4232	0,1097	Pb	239,2	372,0	4,106
V	0,0068	0,0130	0,1671	Bi	0,0022	0,0046	0,0027
Cr	0,4518	3,313	1,163	Th	0,0266	0,0910	0,0627
Mn	538,2	996,5	1,996	U	0,1508	0,2533	0,0169
Fe	2 372	1 576	55,34	La	5,916	11,87	0,1658
Co	10,33	20,60	0,0404	Ce	14,61	27,27	0,1196
Ni	19,30	36,21	0,4150	Pr	1,406	2,770	0,0524
Cu	595,7	698,0	1,555	Nd	5,399	10,60	0,2367
Zn	6 523	12 123	11,29	Sm	1,052	2,070	0,0584
Ga	0,0701	0,1614	0,0346	Eu	0,2539	0,4915	0,0128
Ge	0,0551	0,4908	0,0135	Gd	1,359	2,610	0,0578
As	1,336	6,433	0,934	Tb	0,2065	0,3891	0,0084
Se	0,4298	1,179	0,0585	Dy	1,099	2,069	0,0464
Rb	5,008	6,435	0,5225	Ho	0,2014	0,3706	0,0094
Sr	88,26	184,5	44,34	Er	0,5026	0,9434	0,0271
Y	5,672	11,43	0,2592	Tm	0,0591	0,1093	0,0034
Zr	0,0489	0,1713	0,3770	Yb	0,3216	0,5908	0,0237
Nb	0,0025	0,0011	0,0103	Lu	0,0401	0,0746	0,0036
Mo	0,0077	0,5960	0,2747	Σ REE	32,42	62,23	0,8260
Ag	0,0893	0,2798	0,0132	LREE	28,63	55,08	0,6458
Cd	45,93	84,68	0,0667	HREE	3,79	7,16	0,1797
Sn	0,0324	0,0237	0,0215	LREE, %	88	89	78
Sb	0,0170	0,0339	0,2220	HREE, %	12	11	22
Te	0,0048	0,0017	0,0033	Ce/Ce*	1,03	1,10	0,27

Примечание. Σ REE – сумма РЗЭ (без Sc и Y); LREE – группа легких РЗЭ; HREE – группа тяжелых РЗЭ; Ce/Ce* = 2Ce*/(La* + Pr*).

Note. Σ REE – REE sum (excluding Sc and Y); LREE, group of light REEs; HREE – heavy REE group; Ce/Ce* = 2Ce*/(La* + Pr*).

Из табл. 3 мы видим, что концентрации отдельных РЗЭ значительно увеличены относительно фоновых концентраций в р. Уссури. Причем в результатах анализов воды «рудничного озера» концентрации многих элементов в пробе U-1.2, отобранной осенью 2021 г., увеличились в два раза по сравнению с 2019 г. По всей видимости, затопление и размыв старого хвостохранилища, случившиеся в результате тайфуна 2020 г., сильно повлияли на увеличение концентраций загрязняющих веществ.

На диаграмме (рис. 3, А) показаны профили распределения концентраций NASC-нормированных РЗЭ в водных пробах из рудничного озера и р. Уссури.

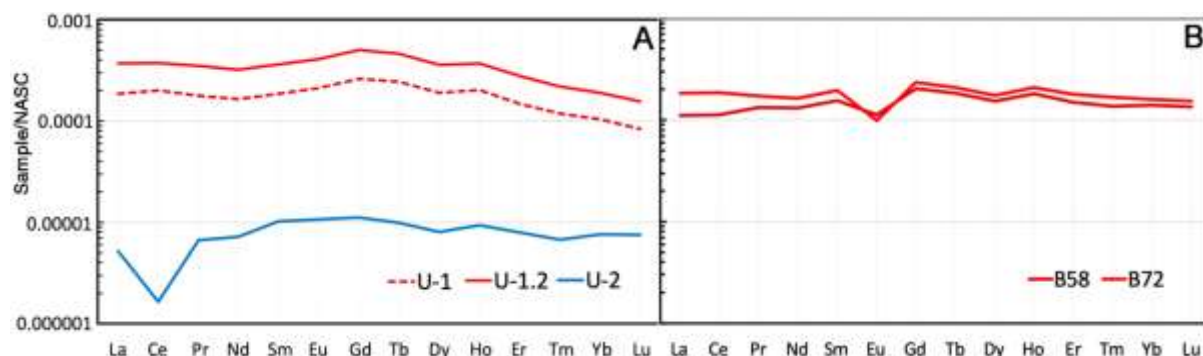


Рис. 3. Профили концентраций NASC-нормированных РЗЭ по [17]: А) в пробах воды «рудничного озера» (U-1; U-1.2) и р. Уссури (U-2); В) в пробах воды (B58 и B72 по [5]) из посещаемых копытными безнатриевых минеральных источников в бассейне руч. Угольный (приток р. Милоградовка)

Fig. 3. Concentration profiles of NASC-normalized REE [17]: А) in water samples of the «mine lake» (U-1; U-1.2) and the river Ussuri (U-2); В) in water samples (B58 and B72 according to [5]) from sodium-free mineral springs visited by ungulates in the basin of the brook Ugolniy (tributary of the Milogradovka river)

Геохимия

В табл. 4 приведен состав главных элементов в пробе донных отложений. Как видно, он характеризуется низкими концентрациями Mg, Ca и Na. Особое

внимание стоит обратить на содержание Fe и Mn, оксиды и гидроксиды которых могут являться концентраторами РЗЭ как в воде, так и в донных отложениях [18, 19].

Таблица 4. Состав главных элементов в пробе донных отложений «рудничного озера» (вес. %)

Table 4. Composition of the main elements in the bottom sediments sample of the «mine lake» (wt. %)

Проба/Sample	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃ общ.	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	H ₂ O ⁺	ППП	Σ
U1- silt	67,70	0,29	10,01	12,06	0,02	0,74	0,31	0,38	1,65	0,19	0,88	5,33	99,55

В составе микроэлементов в пробе донных осадков (табл. 5) выявлена высокая концентрация Cu, Zn, As, Ag, Sn и Pb, что вполне закономерно для отходов обогатительной фабрики полиметаллических руд.

Сумма РЗЭ в донных отложениях составляет 78,17 г/т, что для горных пород является невысоким показателем. Так, к примеру, в песчаных отложениях мезозойского возраста на побережье Суэцкого залива (Египет) суммарные концентрации РЗЭ доходят до 158 г/т [20], а в песчанике мезопротерозойского возраста каймурской группы в центральной Индии сумма РЗЭ колеблется от 20 до 1200 г/т [21].

Сопоставление диаграмм концентраций РЗЭ в донных отложениях (рис. 4) и в воде «рудничного озера» (рис. 3, А) указывает на резкое отличие сравниваемых профилей. Этот факт свидетельствует о том, что показатели РЗЭ в «рудничной воде» не связаны напрямую с концентрациями этих элементов в донных отложениях, а связаны с физико-химическими

процессами формирования сульфатных вод в зоне гипергенеза сульфидных руд [22].



Рис. 4. Профиль концентраций NASC-нормированных РЗЭ по [17] в пробе донных отложений «рудничного озера»

Fig. 4. Profile of NASC-normalized REE concentration [17] in the bottom sediments samples of the «mine lake»

Таблица 5. Состав микроэлементов в пробе донных отложений «рудничного озера» (г/т)

Table 5. Composition of microelements in the bottom sediments sample of the «mine lake» (g/t)

Элемент Element	U1- silt	Элемент Element	U1- silt
Li	34,64	Ge	1,73
Be	0,93	As	791,9
Sc	8,94	Se	6,07
V	83,73	Rb	101,0
Cr	46,29	Sr	64,18
Co	1,32	Y	6,65
Ni	5,94	Zr	32,10
Cu	353,1	Nb	2,77
Zn	557,0	Mo	2,23
Ga	16,87	Ag	12,87
Cd	4,13	Eu	0,55
Sn	151,5	Gd	2,23
Sb	23,05	Tb	0,35
Cs	6,38	Dy	1,46
Ba	220,6	Ho	0,31
La	15,44	Er	0,75
Ce	34,52	Tm	0,08
Pr	4,45	Yb	0,70
Nd	14,31	Lu	0,10
Sm	2,92	Hf	0,84
Ta	0,21	Pb	1634
W	2,26	Th	5,73
Tl	1,88	U	0,89

Стоит отметить, что в схожих по геологическому строению районах отмечаются концентрации РЗЭ в воде кратно ниже полученных в случае, когда профили РЗЭ в воде и донных отложениях сопоставимы [23], но выше в случаях, когда эти профили различаются, как в данном исследовании [18].

Обсуждение

В результате проделанной работы удалось выявить, что в верховьях р. Уссури на территории полигона отходов давно не действующей обогатительной фабрики олово-полиметаллических руд имеется озеро с рудничной водой, которое активно посещают дикие копытные с целью потребления минерализованной воды. Животные приходят к озеру относительно равномерно в течение года, за исключением периода с середины ноября до середины апреля, когда озерная вода покрыта толстым льдом.

В химическом составе рудничной воды определен набор элементов, среди которых в высоких концентрациях выявлены микроэлементы как обладающие высокой токсичностью (кадмий и свинец), превышающие ПДК для питьевой воды от 20 до 80 раз, так и относящиеся к эссенциальным. В их числе: Fe, Cu, Zn, Co, Cr, Mo, Ni, Se, Mn и Li. Весьма высока также концентрация РЗЭ, особенно легкой подгруппы.

Исследования последних лет показали, что в техногенных водах областей развития сульфидных руд, характеризующихся сернокислой средой, выявлены высокие концентрации редких, рассеянных и редкоземельных элементов, существование которых невозможно вне сферы долговременного активного техногенеза [24]. Одно из первых исследований РЗЭ в техногенных водах в зарубежной литературе было посвящено аномальному содержанию РЗЭ, обнаружен-

ному в поверхностных водах района добычи Cu-Pb-Zn-Fe-содержащих руд в Южной Тоскане (область в Центральной Италии). По данным G. Protano [11], рудничные воды, дренирующие рудные отвалы, характеризуются весьма высоким содержанием редкоземельных элементов (до 928 мкг/л). Выявлено, что источник РЗЭ совпадает с местом скопления отходов обогащения, самые старые из которых состоят главным образом из веществ богатых железом. При этом содержание и распределение РЗЭ в водах реки Нони напрямую зависит от рН-баланса, который контролирует миграцию РЗЭ и процессы взаимодействия в системе «вода-порода». Зависимость концентрации РЗЭ от рН-баланса прослеживается и для реки с одной из самых высоких антропогенных нагрузок в мире – Чжуцзян (Китай) [25]. Проведенные исследования на золото-полиметаллическом месторождении Березитовое (Амурская область) показали, что в сульфатных водных средах РЗЭ в растворенных формах имеют высокую миграционную способность [22]. Аналогичные закономерности выявлены в техногенных водах вольфрамовых месторождений Восточного Забайкалья [13].

Что касается макроэлементов, то таковые в составе рудничной воды в значимых количествах не выявлены. Факт близости к «рудничному озеру» (на расстоянии 2 и 5 км) двух искусственных солонцов с натриевыми солями, как и факт низкой концентрации натрия и других макроэлементов в рудничной воде, указывает на то, что животные потребляют такую воду ради каких-то микроэлементов, причем делают это несмотря на присутствие токсичных элементов в высоких концентрациях.

В ранее обследованном нами соседнем речном бассейне руч. Угольный (приток р. Милоградовки), находящемся на расстоянии около 10 км, где в массовом виде проявляется геофагия среди растительноядных животных, была выявлена аномально высокая концентрация РЗЭ практически во всех ландшафтных компонентах, в том числе в горных породах (туфогенно-осадочные отложения раннепалеогенового возраста), в поверхностных и грунтовых водах, в растительности, а также в тканях животных (вплоть до головного и спинного мозга). Эта аномалия РЗЭ связана с развитием на данной территории специфического вулканизма [26], с которым ассоциируются месторождения и рудопроявления с повышенными содержаниями РЗЭ. Среди них месторождение Союзное с Au-Ag-кварц-адуляровыми жилами, обнаруженное в начале 1970-х гг., стратиформное Au-Ag проявление в туфогенно-осадочных породах; Sn-порфировое проявление в экструзии турмалинизированных риолитов, а также металлоносные угольные пласты, обогащенные Au, Ge и редкоземельными элементами [27].

Нами установлено также, что потребляемые копытными глинистые породы на многочисленных в этом районе солонцах-кудурах действуют на организм животных как сорбенты, выводящие из организма избыток РЗЭ, особенно тяжелой подгруппы [5]. Встречаются там солонцы-кудуры и на основе минерализованных источников с низким содержанием

натрия и аномально высокой концентрацией РЗЭ с преобладанием элементов легкой подгруппы, воду из которых также активно потребляют животные. При этом концентрация РЗЭ в воде таких источников и соотношение в ней элементов легкой и тяжелой подгрупп сопоставима с показателями в рудничной воде в верховьях р. Уссури. Из этого факта мы делаем вывод, что вполне вероятными микроэлементами, которые ищут животные в воде «рудничного озера», могут быть РЗЭ легкой подгруппы. После анализа обширного материала по геохимии поедаемых животными горных пород в различных регионах мира (данные собственные и других исследователей), а также уже появившихся данных о влиянии РЗЭ в организме на иммунную и гормональную сферы, что наиболее полно отражено в обзоре более 800 публикаций по данной теме К. Redling [28], мы пришли к выводу о том, что главная причина стремления животных к геофагии и потреблению минерализованных вод связана с нарушениями в диете соотношения и концентрации РЗЭ. Суть нашей РЗЭ-гипотезы [5, 29] заключается в том, что некоторые элементы из группы легких лантаноидов, входящие в состав нервных тканей, всех желез и гормонов в организме могут замещаться тяжелыми аналогами, которые, в отличие от легких, не способны выполнять необходимые организму функции. В результате работа важнейшей системы жизнеобеспечения в организме (нейроиммунноэндокринная система) может нарушаться. В таких случаях, находясь в состоянии гормонального стресса, животные начинают искать вещества, способные быть либо источником недостающих РЗЭ легкой подгруппы (такowymi могут быть минерализованные воды), либо – эффективными сорбентами РЗЭ тяжелой

подгруппы (различные глины, цеолиты и другие минеральные и органо-минеральные вещества).

Выводы

В результате проделанной работы удалось выяснить, что озеро с рудничной водой в верховьях р. Уссури на территории полигона отходов давно не действующей обогатительной фабрики олово-полиметаллических руд активно посещают дикие копытные с целью потребления минерализованной воды, причем животные приходят к озеру относительно равномерно в течение года, за исключением периода с середины ноября до середины апреля, когда озерная вода покрыта толстым льдом.

В химическом составе рудничной воды определен широкий набор химических элементов, среди которых в высоких концентрациях выявлены микроэлементы как обладающие высокой токсичностью (кадмий и свинец), превышающие ПДК для питьевой воды от 20 до 80 раз, так и относящиеся к эссенциальным, в числе которых железо, марганец, медь, цинк, кобальт, хром, никель, селен, литий, концентрация которых либо не превышает ПДК, либо превышает незначительно. Весьма высока также в рудничной воде концентрация РЗЭ, особенно легкой подгруппы.

В результате анализа химического состава источников минерализованной воды, которые активно посещают дикие копытные на сопредельной территории, предложена версия о том, что причиной потребления рудничной воды животными является высокая концентрация в ней РЗЭ легкой подгруппы.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sampling problems and interpretation of chemical analysis of mineral springs used by wildlife / D. Fraser, E. Reardon, F. Dieken, B. Loescher // The Journal of Wildlife Management. – 1980. – № 7. – P. 623–631.
2. Time-study of moose (Alces alces L., 1758) geophagia activity in the Central Yakutia / V.V. Stepanova, A.V. Argunov, R.A. Kirillin, I.M. Okhlopov // Russian Journal of Theriology. – 2017. – V. 16 (2). – P. 185–190. URL: http://kmljournals.com/upload/PDF/RJT/16/ther16_2_185_190_Stepanova_et_al_for_Inet.pdf (дата обращения 15.01.2023).
3. Frequency and timing of use of mineral licks by forest ungulates in Southwest Alberta / M.J. Mike, V. Anderson, R. Anderson, D. Manzer // Alberta Conservation Association (ACA). 2016. URL: <https://www.researchgate.net/publication/330970181> (дата обращения 15.01.2023).
4. The use of salt licks by birds in Peninsular Malaysia / N.B. Razali, M.S. Mansor, N.A. Ismail et al. // Global Ecology and Conservation. – 2022. – V. 38. – e02210. URL: <https://doi.org/10.1016/j.gecco.2022.e02210> (дата обращения 15.01.2023).
5. Landscape REE anomalies and the cause of geophagy in wild animals at kudurs (mineral salt licks) in the Sikhote-Alin (Primorsky Krai, Russia) / A.M. Panichev, N.V. Baranovskaya, I.V. Seryodkin et al. // Environmental Geochemistry and Health. – 2021. – V. 44. – № 3. – P. 1137–1160.
6. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1000000 (третье поколение). Серия Дальневосточная. Лист L-(52)-53; K-52,53 / Авт. В.И. Рыбалко и др.; ред. С.В. Коваленко. – СПб: Изд-во Картофабрики ВСЕГЕИ, 2011.
7. ГОСТ 17.1.5.01-80 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к отбору проб донных отложений водных объектов для анализа на загрязненность. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002. – 7 с.
8. ГОСТ 31861-2012 Вода. Общие требования к отбору проб. – М.: Стандартинформ, 2019. – 32 с.
9. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 59024-2020 «Вода. Общие требования к отбору проб» (утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 сентября 2020 г. N 640-ст) (с изменениями и дополнениями). – М.: Российский институт стандартизации, 2022. – 32 с.
10. Zett T., Stratford K.J., Weise F.J. Inter-observer variance and agreement of wildlife information extracted from camera trap images // Biodiversity and Conservation. – 2022. – V. 31. – № 12. – P. 3019–3037.
11. Protano G., Riccobono F. High contents of rare earth elements (REEs) in stream waters of a Cu-Pb-Zn mining area // Environmental Pollution. – 2002. – V. 117. – P. 499–514.
12. Bau M., Kulaksiz S. Anthropogenic gadolinium as a microcontaminant in tap water used as drinking water in urban areas and megacities // Applied Geochemistry. – 2011. – V. 26. – Iss. 11. – P. 1877–1885.
13. Чель Л.П. Особенности распределения и фракционирования РЗЭ в техногенных водах Вольфрамовых месторождений Восточного Забайкалья // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 12. – С. 983–988.
14. Распределение редкоземельных элементов в реках Восточного и Южного Сихотэ-Алиня в условиях природных и антропогенных аномалий / О.В. Чудаев, Г.А. Челноков, И.В. Брагин, Н.А. Харитонов, М.Г. Блохин, И.А. Александров // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии: Материалы Всероссийской конференции с международным участием с элементами научной

- школы. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2015. – С. 231–235.
15. Зверева В.П., Фролов К.Р., Лысенко А.И. Редкоземельные элементы в техногенных и речных водах Кавалеровского и Дальнего района Дальнего Востока // Экологическая химия. – 2021. – Т. 30. – № 1. – С. 39–50.
16. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» от 28.01.2021 № 2. URL: <https://fsyps.gov.ru/sites/default/files/npa-files/2021/01/28/sanpin1.2.3685-21.pdf> (дата обращения 15.01.2023).
17. The «North American shale composite»; its compilation, major and trace element characteristics / L.P. Gromet, R.F. Dymek, L.A. Haskin, R.L. Korotev // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1984. – V. 48. – № 12. – P. 2469–2482.
18. Geochemical behavior of REE in stream water and sediments in the gold-bearing Lom Basin, Cameroon: implications for provenance and depositional environment / M.E. Mimba, W.M. Jude, S.C.N. Fils, N. Numanami, M.T. Nforba, T. Ohba, F.T. Aka, C.E. Suh // *Aquatic Geochemistry*. – 2020. – V. 26. – № 1. – P. 53–70.
19. Variations in rare earth elements with environmental factors in lake surface sediments from 17 lakes in western China / D. Du, L. Chen, Y. Bai, H. Hu // *Journal of Mountain Science*. – 2021. – V. 18. – № 7. – P. 1811–1822.
20. Provenance of Mesozoic sandstones from the northwestern Gulf of Suez, Egypt: new evidence from petrography and whole-rock geochemistry / E.S. Sallam, E. Garzanti, X. Li, D.A. Ruban // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2022. – V. 15. – № 10. – P. 1–29.
21. Sen S., Mishra M. Implications of heavy mineral assemblage to sediment recycling, rare earth element budget and provenance of Kaimur sandstones, Vindhyan Supergroup, Son Valley // *Journal of Earth System Science*. – 2023. – V. 132. – № 1. – P. 1–20.
22. Вах Е.А., Вах А.С., Харитонова Н.А. Содержание редкоземельных элементов в водах зоны гипергенеза сульфидных руд Березитового месторождения (Верхнее Приамурье) // *Тихоокеанская геология*. – 2013. – Т. 32. – № 1. – С. 105–115.
23. Rare earth elements in surface waters and sediments of the M'goua watershed, south western Cameroon / J. Ndjama, G. Mafany, R.G.N. Ndong, B.E. Belmond, A.Z.E. Bessa // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2022. – V. 15. – № 10. – P. 1–13.
24. Табаксблат Л.С. Состав техногенных дренажных вод рудных месторождений // *Изв. ВУЗов. Геология и разведка*. – 2004. – № 4. – С. 43–48.
25. Han G., Yang K., Zeng J. Spatio-temporal distribution and environmental behavior of dissolved Rare Earth Elements (REE) in the Zhujiang River, Southwest China // *Bulletin of Environmental Contamination and Toxicology*. – 2022. – V. 108. – № 3. – P. 555–562.
26. Середин В.В., Чекрызов И.Ю., Попов В.К. Редкометалльные туфы кайнозойских угленосных впадин Приморья, сформированных в обстановке скольжения литосферных плит // Геологические процессы в обстановках субдукции, коллизии и скольжения литосферных плит: Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием. – Владивосток, 20–22 сентября 2011. – Владивосток: ДВГИ, 2011. – С. 375–377.
27. Середин В.В., Чекрызов И.Ю. Рудоносность Ванчинского грабена (Приморье) // *Геология рудных месторождений*. – 2011. – Т. 53. – № 3. – С. 230–249.
28. Redling K. Rare Earth Elements in agriculture with emphasis on animal husbandry. Dr. Diss. – München, 2006. – 360 p. URL: <https://edoc.ub.uni-muenchen.de/5936> (дата обращения 15.01.2023).
29. Паничев А.М., Барановская Н.В. Причины геофагии и редкоземельные элементы // *Природа*. – 2021. – № 11 (1275). – С. 23–34.

Поступила: 02.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 02.03.2023 г.

Информация об авторах

Паничев А.М., доктор биологических наук, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории экологии и охраны животных, Тихоокеанский институт географии ДВО РАН.

Барановская Н.В., доктор биологических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

Арамиилев В.В., кандидат географических наук, директор, Объединенная дирекция Лазовского заповедника и национального парка «Зов тигра».

Чекрызов И.Ю., научный сотрудник лаборатории геохимии, Дальневосточный геологический институт ДВО РАН.

Вах Е.А., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии, Дальневосточный геологический институт ДВО РАН.

Ветошкина А.В., младший научный сотрудник лаборатории геохимии, Дальневосточный геологический институт ДВО РАН.

Луценко Т.Н., кандидат географических наук, научный сотрудник лаборатории геохимии, Тихоокеанский институт географии ДВО РАН.

Стрепетов Д.А., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

UDC 550.47:599.7

CONSUMPTION OF MINE WATER BY WILD UNGULATES IN THE SOURCES OF THE USSURI RIVER, ON THE TERRITORY OF THE NATIONAL PARK «CALL OF THE TIGER»

Alexander M. Panichev¹,
sikhote@mail.ru

Natalia V. Baranovskaya²,
nata@tpu.ru

Vladimir V. Aramilev³,
aramilev@yandex.ru

Igor Yu. Chekryzhov⁴,
chekr2004@mail.ru

Elena A. Vakh⁴,
adasea@mail.ru

Alena V. Vetoshkina⁴,
vetoshkina.alena@mail.ru

Tatyana N. Lutsenko¹,
lutsenko53@bk.ru

Dmitry A. Strepetov²,
das57@tpu.ru

¹ Pacific Institute of Geography FEB RAS,
7, Radio street, Vladivostok, 690041, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

³ Joint Directorate of the Lazovsky Reserve and National Park «Call of the Tiger»,
56, Tsentralnaya street, Lazo, 692980, Russia.

⁴ Far East Geological Institute FEB RAS,
159, 100 let Vladivostoku avenue, Vladivostok, 690022, Russia.

The relevance of the study is determined by the need to clarify the reason for the use of mineralized water by wild animals, which is typical for many areas of the world. The new knowledge is closely related to the geophagy problem, the solution of which opens a wide prospect of fundamental research in the fields of landscape biogeochemistry, ecology and medicine.

Purpose: to study chemical composition of the mineralized mine water in the lake located on the territory of the out-of-operation tin-polymetallic ores concentrator dump in the upper Ussuri river which is being consumed actively by wild ungulates; to reveal number of animal visitors to the lake during an annual cycle; to reveal the reason of mine water consumption.

Objects: ungulates visiting the lake with mine water; lake water and bottom sediments.

Methods: estimation of visitation of the mine lake by animals by means of photographic traps; chemical composition determination: inductively coupled plasma mass spectrometry (ICP-MS) (Agilent 7700x spectrometer, Agilent Techn., USA); atomic emission spectrometry (spectrometer iCAP 7600 Duo); ion chromatography (LC-20 ion-liquid chromatograph, Shimadzu, Japan).

Results. It was revealed that animals come to the lake uniformly throughout the year, except for the winter period, when the water is covered by a thick layer of ice. In high concentrations trace elements were found, including both elements with high toxicity (Cd and Pb) exceeding MAC for drinking water from 20 to 80 times and essential elements such as Fe, Mn, Cu, Zn, Co, Cr, Ni, Se, Li, which concentration either does not exceed MPC or exceeds it insignificantly. The concentration of REE, especially of the light subgroup, is also very high. The reason for mine water consumption by animals, most likely, is the high concentration of rare-earth elements of the light subgroup in it.

Key words:

ungulates, mine waters, bottom sediments, rare earth elements, Sikhote-Alin.

This research was supported by the Russian Science Foundation grants no. 20-67-47005 and 20-64-47021.

REFERENCES

- Fraser D., Reardon E., Dieken F., Loescher B. Sampling Problems and Interpretation of Chemical Analysis of Mineral Springs Used by Wildlife. *The Journal of Wildlife Management*, 1980, no. 7, pp. 623–631.
- Stepanova V.V., Argunov A.V., Kirillin R.A., Okhlopov I.M. Time-study of moose (*Alces alces* L., 1758) geophagia activity in the Central Yakutia. *Russian Journal of Theriology*, 2017, vol. 16 (2), pp. 185–190. Available at: http://kmkjournals.com/upload/PDF/RJT/16/ther16_2_185_190_Stepanova_et_al_for_Inet.pdf (accessed 15 January 2023).
- Mike M.J., Anderson V., Anderson R., Manzer D. Frequency and timing of use of mineral licks by forest ungulates in Southwest Alberta. *Alberta Conservation Association (ACA)*, 2016. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/330970181> (accessed 15 January 2023).
- Razali N.B., Mansor M.S., Ismail N.A. The use of salt licks by birds in Peninsular Malaysia. *Global Ecology and Conservation*, 2022, vol. 38, e02210 Available at: <https://doi.org/10.1016/j.gecco.2022.e02210> (accessed 15 January 2023).
- Panichev A.M., Baranovskaya N.V., Seryodkin I.V., Chekryzhov I.Yu., Vakh E.A., Soktoev B.R., Belyanovskaya A.I., Makarevich R.A., Lutsenko T.N., Popov N.Yu., Ruslan A.V., Ostapenko D.S., Vetoshkina A.V., Aramilev V.V., Kholodov A.S., Golokhvast K.S. Landscape REE anomalies and the cause of geophagy in wild animals at kudurs (mineral salt licks) in the Sikhote-Alin (Primorsky Krai, Russia). *Environmental Geochemistry and Health*, 2021, vol. 44, no. 3, pp. 1137–1160.
- Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii masshtaba 1:1000000 (tretye pokolenie). *Seriya Dalnevostochnaya. List L-(52)-53; K-52,53* [State geological map of the Russian Federation, scale 1:1,000,000 (third generation). Far Eastern series. Sheet L-(52)-53; K-52.53.] Eds. V.I. Rybalko, S.V. Kovalenko. St. Petersburg, VSEGEI Mapping Factory Publ. House, 2011.
- GOST 17.1.5.01-80 *Okhrana prirody. Gidrosfera. Obshchie trebovaniya k otboru prob donnykh otlozheniy vodnykh ob'ektov dlya*

- analiza na zagryaznennost [SS 17.1.5.01-80 Nature protection. Hydrosphere. General requirements for sampling of bottom sediments of water bodies for pollution analysis]. Moscow, IPK Standards Publ. House, 2002. 7 p.
8. GOST 31861-2012 Voda. Obshchie trebovaniya k otboru prob [SS 31861-2012 Water. General requirements for sampling.] Moscow, Standartinform Publ., 2019. 32 p.
 9. Natsionalny standart RF GOST R 59024-2020 «Voda. Obshchie trebovaniya k otboru prob» (utv. i vveden v deystviye prikazom Federalnogo agentstva po tekhnicheskomu regulirovaniyu i metrologii ot 10 sentyabrya 2020 g. N 640-st) (s izmeneniyami i dopolneniyami) [National standard of the Russian Federation SS R 59024-2020 «Water. General requirements for sampling» (approved and put into effect by order of the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology dated September 10, 2020 N 640-st) (with amendments and additions)]. Moscow, Russian Institute of Standardization Publ., 2022. 32 p.
 10. Zett T., Stratford K. J., Weise F. J. Inter-observer variance and agreement of wildlife information extracted from camera trap images. *Biodiversity and Conservation*, 2022, vol. 31, no. 12, pp. 3019–3037.
 11. Protano G., Riccobono F. High contents of rare earth elements (REEs) in stream waters of a Cu-Pb-Zn mining area. *Environmental Pollution*, 2002, vol. 117, pp. 499–514.
 12. Bau M., Kulaksiz S. Anthropogenic gadolinium as a microcontaminant in tap water used as drinking water in urban areas and megacities. *Applied Geochemistry*, 2011. vol. 26, Iss. 11, pp. 1877–1885.
 13. Chechel L.P. Peculiarities of REE distribution and fractionation in technogenic waters of Tungsten deposits in Eastern Transbaikalia. *International Journal of Applied and Fundamental Research*, 2016, no. 12, pp. 983–988. In Rus.
 14. Chudaev O.V., Chelnokov G.A., Bragin I.V., Kharitonova N.A., Blokhin M.G., Aleksandrov I.A. Raspredelenie redkozemelnykh elementov v rekakh Vostochnogo i Yuzhnogo Sikhote-Alinya v usloviyakh prirodnikh i antropogennykh anomalii [Distribution of rare earth elements in the rivers of the Eastern and Southern Sikhote-Alin under conditions of natural and anthropogenic anomalies.] *Sovremennye problemy gidrogeologii, inzhenernoy geologii i gidrogeoekologii Evrazii. Materialy Vserossiyskoy konferentsii s uchastiem nauchnykh shkol* [Modern problems of hydrogeology, engineering geology and hydrogeoecology of Eurasia. Proc. All-Russian conference with participation of a scientific schools]. Tomsk, 2015. pp. 231–235.
 15. Zvereva V. P., Frolov K. R., Lysenko A. I. Rare earth elements in technogenic and river waters of Kavalerovsky and Dalnegorsky districts of the Far East. *Ecological Chemistry*, 2021, vol. 30, no. 1, pp. 39–50. In Rus.
 16. SanPiN 1.2.3685-21 «Gigienicheskie normativy i trebovaniya k trebovaniyam bezopasnosti i (ili) bezvrednosti dlya cheloveka sredy obitaniya» ot 28.01.2021 № 2 [SanPiN 1.2.3685-21 «Hygienic standards and requirements to ensure safety and (or) harmlessness for humans of environmental factors» of January 28, 2021 № 2]. Available at: <https://fsvps.gov.ru/sites/default/files/npa-files/2021/01/28/sanpin1.2.3685-21.pdf> (accessed 15 January 2023).
 17. Gromet L.P., Dymek R.F., Haskin L.A., Korotev R.L. The «North American shale composite»; its compilation, major and trace element characteristics. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1984, vol. 48, no. 12, pp. 2469–2482.
 18. Mimba M.E., Jude W.M., Fils S.C.N., Numanami N., Nforba M.T., Ohba T., Aka F.T., Suh C.E. Geochemical behavior of REE in stream water and sediments in the gold-bearing Lom Basin, Cameroon: implications for provenance and depositional environment. *Aquatic Geochemistry*, 2020, vol. 26, no. 1, pp. 53–70.
 19. Du D., Chen L., Bai Y., Hu H. Variations in rare earth elements with environmental factors in lake surface sediments from 17 lakes in western China. *Journal of Mountain Science*, 2021, vol. 18, no. 7, pp. 1811–1822.
 20. Sallam E.S., Garzanti E., Li X., Ruban D.A. Provenance of Mesozoic sandstones from the northwestern Gulf of Suez, Egypt: new evidence from petrography and whole-rock geochemistry. *Arabian Journal of Geosciences*, 2022, vol. 15, no. 10, pp. 1–29.
 21. Sen S., Mishra M. Implications of heavy mineral assemblage to sediment recycling, rare earth element budget and provenance of Kaimur sandstones, Vindhyan Supergroup, Son Valley. *Journal of Earth System Science*, 2023, vol. 132, no. 1, pp. 1–20.
 22. Vakh E.A., Vakh A.S., Kharitonova N.A. The content of rare earth elements in the waters of the hypergenesis zone of sulfide ores of the Berezitovoe deposit (Upper Amur region). *Pacific Geology*, 2013, vol. 32, no. 1, pp. 105–115. In Rus.
 23. Ndjama J., Mafany G., Ndong R.G.N., Belmond B.E., Bessa A.Z.E. Rare earth elements in surface waters and sediments of the Mgoua watershed, south western Cameroon. *Arabian Journal of Geosciences*, 2022, vol. 15, no. 10, pp. 1–13.
 24. Tabaksblat L.S. Composition of technogenic drainage waters of ore deposits. *Bulletin of higher education institutions. Geology and exploration*, 2004, no. 4, pp. 43–48. In Rus.
 25. Han G., Yang K., Zeng J. Spatio-temporal distribution and environmental behavior of dissolved Rare Earth Elements (REE) in the Zhujiang River, Southwest China. *Bulletin of Environmental Contamination and Toxicology*, 2022, vol. 108, no. 3, pp. 555–562.
 26. Seredin V.V., Chekryzhov I.Yu., Popov V.K. Redkometalnye tuffy kaynozoysskikh uglennykh vpadin Primorya, sformirovannykh v obstanovke skolzheniya litosfernykh plit [Rare-metal tuffs of the Cenozoic coal-bearing basins of Primorye, formed in the setting of sliding lithospheric plates.] *Geologicheskie protsessy v obstanovkakh subduksii, kollizii i skolzheniya litosfernykh plit. Materialy Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Proc. Far East Geological Institute of all-Russian scientific conference with international participation. Geological processes in the setting of subduction, collision and sliding of lithospheric plates]. Vladivostok, 2011. pp. 375–377.
 27. Seredin V.V., Chekryzhov I.Yu. Ore potential of the Vanchinsky graben (Primorye). *Geology of ore deposits*, 2011, vol. 53, no. 3, pp. 230–249. In Rus.
 28. Redling K. *Rare Earth Elements in agriculture with emphasis on animal husbandry*. Dr. Thesis. München, 2006. 360 p.
 29. Panichev A.M., Baranovskaya N.V. Causes of geophagy and rare earth elements. *Priroda*, 2021, no. 11 (1275), pp. 23–34. In Rus.

Received: 2 February 2023.

Reviewed: 2 March 2023.

Information about the authors

Alexander M. Panichev, Dr. Sc., Cand. Sc., leading researcher, Pacific Institute of Geography FEB RAS.

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

Vladimir V. Aramilev, Cand. Sc., director, Joint Directorate of the Lazovsky Reserve and National Park «Call of the Tiger».

Igor Yu. Chekryzhov, researcher, Far East Geological Institute FEB RAS.

Elena A. Vakh, senior researcher, Far East Geological Institute FEB RAS.

Alena V. Vetoshkina, junior researcher, Far East Geological Institute FEB RAS.

Tatyana N. Lutsenko, Cand. Sc., researcher, Pacific Institute of Geography FEB RAS.

Dmitry A. Strepetov, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 621.311.25

ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Янковский Станислав Александрович¹,
jankovsky@tpu.ru

Лавриненко Сергей Викторович¹,
lavrinenko@tpu.ru

Цибульский Святослав Анатольевич¹,
stzibulsky@tpu.ru

Янковская Наталья Сергеевна¹,
nsy4@tpu.ru

Гамов Денис Леонидович¹,
gdl@tpu.ru

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью развития альтернативных и экологически чистых источников энергии в условиях глобального потепления. Развитие геотермальной энергетики позволит производить тепловую и электрическую энергию без выбросов CO₂ в окружающую среду и снизить зависимость энергетического сектора от углеводородного сырья.

Цель: комплексный анализ особенностей геотермальных электростанций, включая существующие в мире технологии преобразования геотермальной энергии для обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией.

Объект: схемы геотермальных электростанций, работающие в разных географических и климатических условиях, а также их рабочие тела.

Методы: аналитический обзор тематических публикаций с использованием материалов баз данных РИНЦ, Scopus и Web of Science, сравнительный анализ эффективности геотермальных электростанций по различным показателям.

Результаты. В настоящее время в мире насчитывается около 400 геотермальных электростанций. Активное развитие геотермальной энергетики обусловлено экологичностью, низкой стоимостью производимой энергии, минимальными эксплуатационными затратами, отсутствием зависимости от атмосферных воздействий, необходимости сжигания топлива и т. д. При этом большинство геотермальных электростанций в мире используют энергию геотермального источника с температурой воды 100–200 °С. Среди основных реализуемых термодинамических циклов и тепловых схем можно выделить геотермальные электростанции прямого цикла с одностадийным и двухстадийным разделением геотермального источника, с прямой подачей сухого пара на турбину, бинарного и комбинированного исполнения. Проведенный анализ свидетельствует, что геотермальные электростанции прямого цикла имеют наименьшую стоимость установленной электрической мощности из-за относительной простоты и высокого термического КПД, но требуют высоких параметров геотермального источника. С другой стороны, бинарные геотермальные электростанции имеют наибольшую удельную стоимость, но могут быть реализованы на геотермальных источниках с относительно низкими параметрами воды, что послужило основной причиной их наибольшего распространения в мире. При этом реализация бинарной геотермальной электростанции с органическим циклом Ренкина имеет ряд преимуществ по сравнению с термодинамическими циклами Калины, Стирлинга и Брайтона, среди которых основными являются относительная простота в адаптации и применении, а также небольшая стоимость обслуживания.

Ключевые слова:

возобновляемые источники энергии, геотермальная энергия, снижение выбросов CO₂, геотермальные электростанции, тепловые схемы.

Сокращения

- GeoPP – geothermal power plant;
- ORC – Organic Rankine cycle;
- OWF – organic working fluid;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ГеоЭС – геотермальная электростанция;
- ГТУ – газотурбинная установка;
- ДВС – двигатель внутреннего сгорания;
- ДК – дроссельный клапан;
- КВО – конденсатор воздушного охлаждения;
- КПД – коэффициент полезного действия;

- ОВ – отделитель влаги;
- ОРТ – органическое рабочее тело;
- ОЦР – органический цикл Ренкина;
- ПТ – паровая турбина;
- СЭС – солнечная электростанция;
- ТЭ – тепловая энергия;
- ЦСВД – циклонный сепаратор высокого давления;
- ЦСНД – циклонный сепаратор низкого давления;
- ЧВД – часть высокого давления;
- ЧНД – часть низкого давления;
- ЭЭ – электрическая энергия.

Введение

Актуальность

В настоящее время происходит пересмотр использования энергетических ресурсов и многие страны остро ощущают нехватку углеводородного сырья. Часть стран и предприятий стараются оптимизировать энергетическое производство, другие переходят к исследованиям возобновляемых источников энергии. Также важным фактором современной энергетики является то, что за последние годы вопрос глобального потепления стал одним из наиболее актуальных и обсуждаемых во всем мире.

Возобновляемым источникам энергии придают большее значение в решении проблемы глобального потепления [1], а также как к одному из значимых факторов в снижении выбросов парниковых газов. По прогнозным оценкам [2], для уменьшения последствий глобального потепления к середине XXI в. потребуются довести долю ВИЭ до 65 % [3]. Примечательно то, что, согласно опубликованным данным за 2020 г., в ряде европейских стран доля использования ВИЭ превышает 50 % [4]: Испания – 83,7 %, Норвегия – 77,4 %, Швеция – 60,1 %.

Характерным примером в этом отношении является Исландия, лидерские позиции которой в использовании ВИЭ обеспечиваются исключительно за счет геотермальной энергетики, благодаря которой генерируется более половины электроэнергии страны [5], а внедрение централизованного геотермального теплоснабжения позволило многократно сократить выбросы углекислого газа [6].

Доказано, что геотермальное тепло является локальным, надежным, устойчивым и экологически чистым источником энергии, которая вырабатывается из внутреннего тепла Земли и имеет высокий потенциал для отопления и охлаждения зданий, выработки электроэнергии, обеспечения водой сельскохозяйственных продуктов в теплицах и др. Геотермальная энергия не зависит от погоды или климата и позволяет поставлять тепло и электроэнергию практически непрерывно в течение всего года [6].

Необходимо отметить, что конкретный вариант геотермальной установки зависит от большого числа факторов. Это в значительной степени усложняет классификацию ГеоЭС. Сложность классификации заключается в разнообразии и степени влияния применимых критериев, например, глубины бурения скважины, типа бурового оборудования, температуры используемой жидкости, использования тепловых насосов или прямого применения и др.

Изложенное определило цель настоящей статьи как комплексный анализ особенностей ГеоЭС, включая существующие в мире технологии преобразования геотермальной энергии для обеспечения потребителей электричеством и теплом.

Тенденции мировой геотермальной энергетики

Значительная доля вырабатываемой энергии в мировом энергетическом балансе всеми возможными источниками используется в основном для обеспече-

ния электричеством и теплом жилых зданий. В развитых странах около 20 % от общего потребления энергии приходится на жилые здания, а в развивающихся – более 35 % [7, 8].

С каждым годом установленная мощность производства энергии на основе геотермальных ресурсов возрастает [5].

Растущая роль применения геотермальных источников энергии, используемых для централизованного отопления и охлаждения, во многом обусловлена их достоинствами. Геотермальные станции, которые строятся в местах с крупными геотермальными источниками, как правило, с природными горячими источниками, гейзерами или водоносными горизонтами [9–12], имеют следующие преимущества: экологически чистые источники энергии, которые обеспечивают круглогодичное недорогое отопление и охлаждение, не подвержены атмосферным воздействиям, не требуют топлива, имеют минимальные затраты на эксплуатацию; и недостатки: дорогостоящий запуск, привязка к географическому расположению геотермального источника, высокий уровень коррозии оборудования, риск выбросов сероводорода, сложность оценки ресурсов.

В целом геотермальные системы отопления и охлаждения могут обеспечить здания недорогими ресурсами и, как правило, имеют больший срок службы, надежность и устойчивость по сравнению с такими возобновляемыми источниками энергии, как, например, ветер и солнце [9].

Сегодня насчитывается около 400 геотермальных электростанций, состоящих из нескольких блоков/установок, которые в географическом плане распределены весьма неравномерно [13]. Несмотря на то, что количество стран, использующих геотермальную энергию для производства электричества и тепла, пока еще незначительно, совершенно очевидно, что все больше государств стремятся к ее развитию. С 2015 г. к таким странам присоединились: Бельгия, Чили, Хорватия, Гондурас и Венгрия. Кроме того, такие страны, как Аргентина, Австралия, Канада, Китай и другие, продолжают развивать геотермальную энергетику и наращивать мощность электростанций этого типа.

В ГеоЭС источником тепла является геотермальная вода, которая с помощью подъемных насосов поступает в теплообменные аппараты, где передает свое тепло рабочему телу второго контура [14]. На большинстве ГеоЭС в мире используется тепло геотермальной воды с температурой 100–200 °С [15], наименьшая известная температура геотермального источника составляет 74 °С и используется на станции «Chena Hot Springs» с фреоном R134a [16]. Поскольку температура геотермальной воды имеет невысокое значение, то в ОЦР для выработки электроэнергии во втором контуре рабочим телом может выступать ОРТ. Для организации эффективного процесса выработки энергии на ГеоЭС ОРТ должно иметь низкую температуру парообразования при высоком давлении [17], давление конденсации выше атмосферного, хорошую текучесть, низкую вязкость, ма-

лый удельный объем, а также отвечать требованиям экологической, химической безопасности.

Важным направлением в развитии ГеоЭС является внедрение комбинированных бинарных циклов, которые благодаря свойствам ОРТ могут дополнительно вырабатывать электрическую энергию. Благодаря этому мощность повышается на 20–25 %, при использовании одного и того же источника [18].

Разновидности тепловых схем ГеоЭС

В настоящее время известно несколько термодинамических циклов и тепловых схем, реализуемых с использованием геотермальных ресурсов.

ГеоЭС прямого цикла с одностадийным разделением геотермального источника

ГеоЭС, использующие схему одностадийного процесса разделения геотермального источника, нашли наибольшее распространение и получили название «single flash». Термин «single flash» был введен Р. DiPippo и Р. Valdimarsson для определения

одностадийного процесса превращения геотермальной воды во влажный пар при снижении давления на выходе из скважины [19, 20]. В варианте простейшей паровой ГеоЭС (рис. 1) с одностадийным процессом разделения геотермального источника на минеральную воду и водяной пар, который поступает в паровую турбину с одним давлением, цилиндрический сепаратор делит смесь на водяной пар и жидкость.

Тепловая схема (рис. 1) работает следующим образом (на рисунке обозначены римскими цифрами точки на схеме): I–II – извлечение геотермального источника; I–III/V – разделение на водяной пар и минеральную воду; II–III – удаление влаги во влажном паре, достижение сухости пара 99,995 %; III–IV – удаление воды в скважину; II/III/VII–IV – смешение потоков жидкости в скважине; II–V – осушка водяного пара перед подачей в турбину; V–VI – процесс расширения водяного пара в турбине; VI–VII – конденсация водяного пара в конденсаторе.

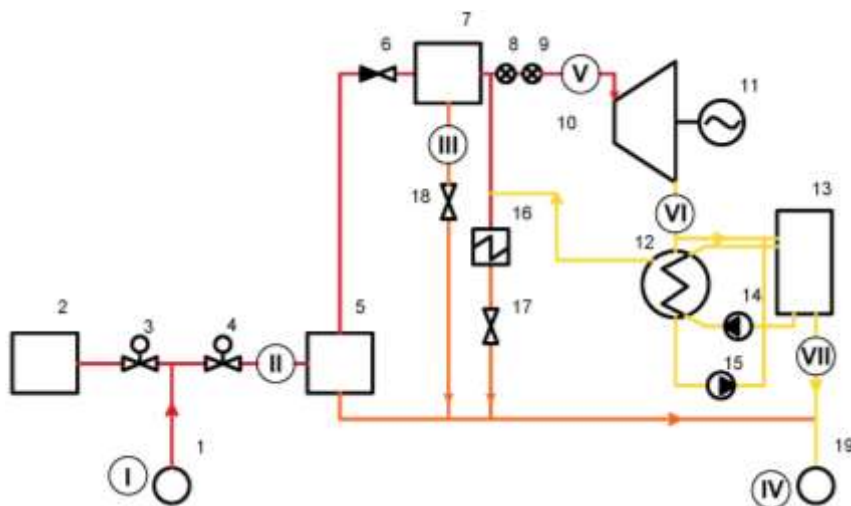


Рис. 1. Схема ГеоЭС с одностадийным разделением геотермального источника [19]: 1, 19 – скважина; 2 – глушитель; 3, 4 – скважинные клапаны; 5 – циклонный сепаратор; 6 – обратный клапан; 7 – отделитель влаги; 8 – регулирующий клапан; 9 – стопорный клапан; 10 – турбина; 11 – генератор; 12 – конденсатор; 13 – градирня; 14 – насос для охлаждающей воды; 15 – конденсатный насос; 16 – пароструйные эжекторы; 17, 18 – паровые задвижки

Fig. 1. Diagram of the single-flash steam GeoPP [19]: 1 – production well; 2 – silencer; 3, 4 – well valves; 5 – cyclone separator; 6 – ball check valve; 7 – moisture remover; 8 – control valve; 9 – stop valve; 10 – turbine; 11 – generator; 12 – condenser; 13 – cooling tower; 14 – water pump; 15 – condensate pump; 16 – steam jet ejectors; 17, 18 – steam trap; 19 – injection well

Особенностью данной схемы является возможность использования отделенной в сепараторе воды для охлаждения конденсатора, а в качестве недостатков можно отметить необходимость удаления неконденсируемых газов – CO_2 , CH_4 , H_2S . В данной схеме эти газы изолируются и перерабатываются перед подачей в атмосферу. Таким образом, данная станция является источником CO_2 в количестве 0,06 кг/кВт·ч.

ГеоЭС с двухстадийным разделением геотермального источника

Тепловая схема ГеоЭС с двухстадийным процессом разделения геотермального источника на жид-

кость и водяной пар, который поступает на турбину с двумя давлениями, в мировой практике получила название «Double-flash steam GeoPP» (рис. 2). Этот вариант тепловой схемы ГеоЭС на 25 % эффективнее, чем ГеоЭС с одностадийным разделением [19], однако требует больших капитальных и операционных затрат, чем установка с одностадийным разделением водяного пара. Одностадийное и двухстадийное разделение на ГеоЭС можно применять при температуре геотермального источника $>150^\circ\text{C}$, с образованием водяного пара.

ГеоЭС, тепловая схема которой приведена на рис. 2, работает следующим образом: I–II – извлече-

ние геотермального источника, II–III – разделение источника на водяной пар высокого давления и минеральную воду; III–V – удаление влаги во влажном паре высокого давления, достижение сухости пара 99,995 %, прохождение сухого насыщенного пара через стопорно-регулирующие клапаны; II–III – сбор влаги из циклонного сепаратора высокого давления; III–VIII – дросселирование геотермального пара для достижения необходимого давления во втором контуре; VIII–IX – удаление влаги из геотермального па-

ра низкого давления, прохождение через стопорно-регулирующие клапаны; V–VI – расширение водяного пара в турбине; VI–VII – конденсация отработанного в турбине водяного пара, сбор конденсата; VIII–IX – разделение источника на водяной пар низкого давления и минеральную воду; VIII–X – сбор влаги от циклонного сепаратора низкого давления, от влагоотделителя высокого давления, из эжектора конденсатора; VII/X–IV – удаление воды в инжекционную скважину.

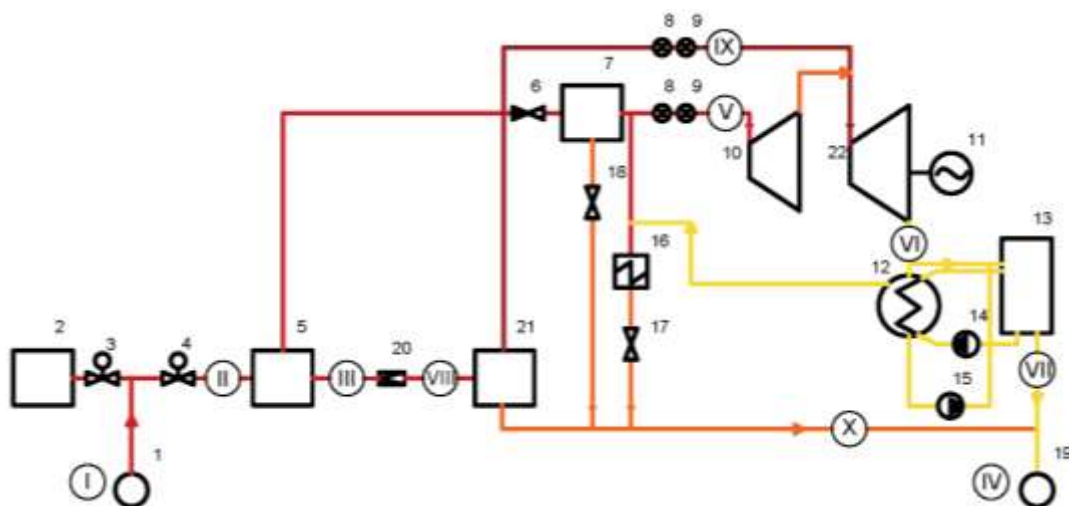


Рис. 2. Схема ГеоЭС с двухстадийным разделением геотермального источника [19]: 1, 19 – скважина; 2 – глушитель; 3, 4 – скважинные клапаны; 5 – циклонный сепаратор высокого давления; 6 – обратный клапан; 7 – отделитель влаги; 8 – регулирующий клапан; 9 – стопорный клапан; 10 – турбина высокого давления; 11 – генератор; 12 – конденсатор; 13 – градирня; 14 – насос для охлаждающей воды; 15 – конденсатный насос; 16 – пароструйные эжекторы; 17, 18 – паровые задвижки; 20 – дроссельный клапан; 21 – циклонный сепаратор низкого давления; 22 – турбина низкого давления

Рис. 2. Diagram of the double-flash steam GeoPP [19]: 1 – production well; 2 – silencer; 3, 4 – well valves; 5 – high pressure cyclone; 6 – ball check valve; 7 – moisture remover; 8 – control valve; 9 – stop valve; 10 – high pressure turbine; 11 – generator; 12 – condenser; 13 – cooling tower; 14 – water pump; 15 – condensate pump; 16 – steam jet ejectors; 17, 18 – steam tramp; 19 – injection well; 20 – throttle valve; 21 – low pressure cyclone; 22 – low pressure turbine

В данной схеме в ЦСВД идет разделение геотермального источника, добытого из скважины, на водяной пар и минерализованную воду. Водяной пар, пройдя ЦСВД (5), направляется в ОВ (7) для дополнительной осушки, после которой уходит в ЧВД ПТ. Минерализованная вода после ЦСВД (5) проходит стадию дросселирования в ДК (20) и поступает в ЦСНД (21), в котором также происходит разделение на водяной пар и минерализованную воду, но при более низком давлении, чем в ЦСВД. После чего пар поступает в камеру смешения в ЧНД ПТ.

ГеоЭС с прямой подачей сухого пара на турбину

ГеоЭС с подачей сухого насыщенного пара в турбину, представленная схемой на рис. 3, в мировой практике получила название «Dry-steam GeoPP». Эти ГеоЭС применимы в ограниченном числе геотермальных источников на планете и в данный момент располагаются в Уаиракеи (Новая Зеландия), Мацукава (Япония), Камоджанг (Индонезия), Ков Форт (США) [21].

На рис. 3 показаны следующие процессы: I–II – расширение водяного пара в паровой турбине; II–III –

конденсация водяного пара и сбор конденсата для дальнейшей подачи в инжекционную скважину.

ГеоЭС с прямой подачей сухого пара имеют наибольшую эффективность среди всех ГеоЭС из-за высокой энтальпии водяного пара на входе в турбину, однако их применение очень ограничено из-за малого количества геотермальных источников, которые могут производить пар с высокими параметрами.

Бинарная ГеоЭС

В простой бинарной схеме ГеоЭС с замкнутым циклом (рис. 4) реализовано два контура. В первый контур поступает геотермальная вода, которая, пройдя систему удаления примесей, поступает сначала в испаритель, затем в экономайзер и закачивается обратно в породу через скважину. В поверхностных теплообменниках тепло передается к ОРТ.

Бинарные системы ГеоЭС могут использоваться при температурном диапазоне геотермального источника 85–170 °С. При этом верхняя температура ограничена химической стабильностью ОРТ, а нижняя – экономическими соображениями строительства и

эксплуатации энергетического объекта [22]. Второй контур на ОРТ работает по ОЦР, может иметь различные конфигурации с внутренней регенерацией. Для отвода тепла целесообразнее использовать КВО. Такие КВО имеют компактные размеры из-за небольшого удельного объема конденсируемого ОРТ, а также могут служить для увеличения вырабатываемой мощности, а следовательно, повышать эффективность работы ГеоЭС при низких температурах окружающей среды.

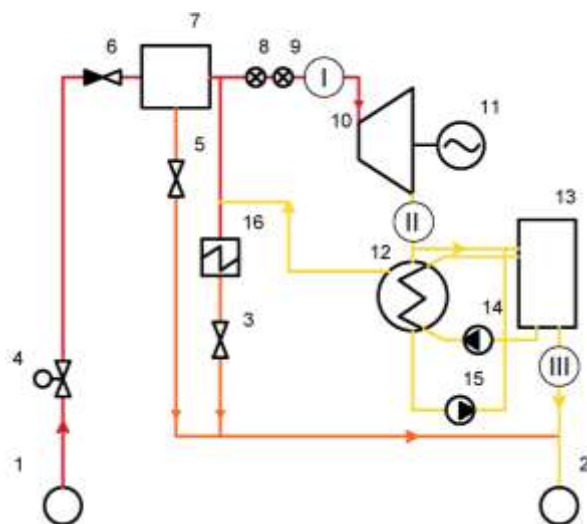


Рис. 3. Схема ГеоЭС с прямой подачей сухого пара на турбину [19]: 1, 2 – скважина; 3, 5 – паровые задвижки; 4 – скважинный клапан; 6 – обратный клапан; 7 – отделитель влаги; 8 – регулирующий клапан; 9 – стопорный клапан; 10 – турбина; 11 – генератор; 12 – конденсатор; 13 – градирня; 14 – насос для охлаждающей воды; 15 – конденсатный насос; 16 – пароструйные эжекторы

Fig. 3. Diagram of the dry-steam GeoPP [19]: 1 – production well; 2 – injection well; 3, 5 – ball check valve; 4 – well valves; 6 – ball check valve; 7 – moisture remover; 8 – control valve; 9 – stop valve; 10 – turbine; 11 – generator; 12 – condenser; 13 – cooling tower; 14 – water pump; 15 – condensate pump; 16 – steam jet ejectors

В схеме (рис. 4) осуществляются следующие процессы: I–II – расширение парообразного рабочего тела ОЦР в турбине; II–III – конденсация рабочего тела ОЦР в конденсаторе; III–IV – нагрев рабочего тела ОЦР в экономайзере; IV–I – парообразование рабочего тела ОЦР в испарителе.

ГеоЭС данного типа имеет преимущество перед ГеоЭС с одностадийным/двухстадийным разделением, которое состоит в исключении эрозийного и коррозионного износа паровой турбины, так как в качестве рабочего тела применяется ОРТ, которое в проточной части находится в состоянии перегретого/сухого пара. Данная схема имеет высокую эффективность и может использовать геотермальные источники при низкой температуре. Для ГеоЭС с источником <150 °С невозможно реализовать эффективный одноконтурный цикл, поэтому наилучшим решением будет использо-

вание бинарного ОЦР [23]. Для повышения эффективности работы схемы можно организовать внутреннюю регенерацию, в которой тепло перегретого пара после турбины будет передаваться сконденсированному фреону, подаваемому насосом, установленным за КВО.

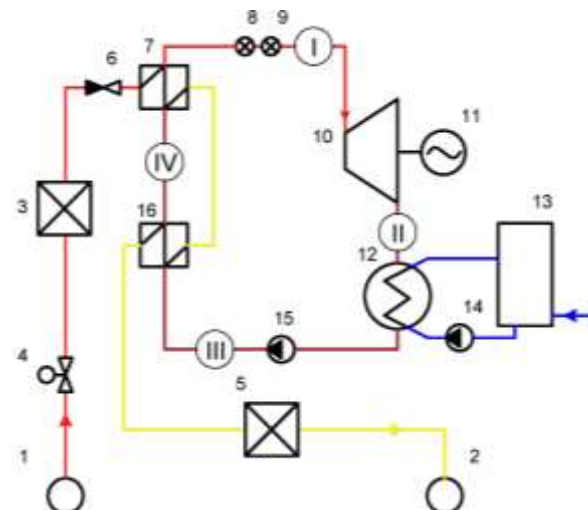


Рис. 4. Бинарная ГеоЭС [19]: 1, 2 – скважина; 3 – фильтр; 4 – скважинный клапан; 5 – финальный фильтр; 6 – обратный клапан; 7 – испаритель; 8 – регулирующий клапан; 9 – стопорный клапан; 10 – турбина; 11 – генератор; 12 – конденсатор; 13 – градирня; 14 – насос для охлаждающей воды; 15 – конденсатный насос; 16 – подогреватель

Fig. 4. Binary GeoPP [19]: 1 – production well; 2 – injection well; 3 – filter; 4 – well valves; 5 – final filter; 6 – ball check valve; 7 – evaporator; 8 – control valve; 9 – stop valve; 10 – turbine; 11 – generator; 12 – condenser; 13 – cooling tower; 14 – water pump; 15 – condensate pump; 16 – preheater

Возможно выполнение бинарной ГеоЭС в двух рабочих телами в ОЦР. В этом случае схема выполняется с двумя турбинами, работающими на разных ОРТ. При этом важным фактором для подобной схемы является оптимальный выбор двух рабочих веществ, в результате которого контуры будут работать с максимальной эффективностью. Достоинством данной тепловой схемы является малый расход ОРТ в КВО вследствие чего уменьшаются потери тепла на конденсацию и габариты конденсатора.

Дальнейшее повышение эффективности бинарных ГеоЭС для выработки электроэнергии при температуре на источнике до 150 °С возможно благодаря дополнительному подогреву источника, например, теплом уходящих газов ГТУ, ДВС, солнечным излучением, за счет сжигания биомассы и т. д. [18, 24].

Для повышения эффективности работы ГеоЭС предлагается применять блочно-каскадные комплексы, в которых происходит пошаговое преобразование энергии [25]. В каждом контуре этих комплексов подбирается рабочее тело с оптимальными характеристиками для высокой эффективности преобразования энергии. Выявлено, что при использовании гео-

термального источника энергии с температурой 70 °С для повышения эффективности генерации электроэнергии бинарной ГеоЭС необходимо подбирать рабочее тело с высокой критической температурой.

Численный анализ возможности использования бинарной ГеоЭС для выработки электрической и тепловой энергии с минимальными капитальными затратами при использовании источника, расположенного в Северном Кавказе, с температурой до 180 °С и высокой степенью минерализации показал, что применение сверхкритического ОЦР позволит дополнительно вырабатывать до 32 % электрической энергии, а с помощью теплового насоса для утилизации энергии геотермальной воды с температурой 42 °С, закачиваемой обратно в пласт, можно получить дополнительно 2–3 МВт тепловой энергии [26].

Еще одним вариантом бинарной электростанции для выработки электрической и тепловой энергии является энергоблок, в парогенераторе которого вырабатывается пар фреона, а затем направляется в турбину для генерации электрической энергии. В парогенератор также подводится вода для системы теплоснабжения. При температуре на геотермальном источнике 70–130 °С по результатам численного анализа энергоблок, работающий на фреоне R134a, обладает электрической мощностью 200 кВт и может генерировать в год 6,43 млн кВт·ч тепловой энергии [27]. При этом отмечается, что при создании подобных установок небольшой мощности, использующих низкопотенциальное тепло, невозможно опираться только на термодинамическую эффективность. Учитывая опыт эксплуатации существующих ГеоЭС, необходимо создавать наиболее простую, надежную и работоспособную установку.

Современные научные изыскания направлены на повышение эффективности использования геотермальной энергии. Например, для повышения КПД геотермальной бинарной станции Reno (США), использующей геотермальные источники тепла с температурой 158 °С, оказалось возможным применять промежуточный подогреватель для сетевой воды с температурой 90 °С, обеспечивающей район тепловой энергией [28].

Комбинированные ГеоЭС

Для повышения эффективности бинарной ГеоЭС может осуществляться ее комбинирование с другими циклами. Одним из примеров, подтверждающих эффективность подобного комбинирования, является проект модернизации Мутновской ГеоЭС. Комбинирование паровой и бинарной турбин позволит станции вырабатывать дополнительно 12,8 МВт [29]. При этом суммарная мощность увеличена на 40 % только за счет подключения бинарного цикла и при использовании воздушных конденсаторов для снижения температуры отвода тепла. В настоящее время Мутновская ГеоЭС является самой экономичной станцией Камчатки: средний тариф на электроэнергию в два раза меньше, чем в среднем в регионе [30].

Подобным примером эффективности комбинированных циклов является ГеоЭС Kizildere-II с электри-

ческой мощностью 500 кВт, которая была внедрена в Турции в 1974 г. как пилотный проект [31]. На сегодняшний день данная электростанция имеет паровой цикл с тремя давлениями сепарации и бинарный цикл. Общая электрическая мощность данной ГеоЭС составляет 79 МВт [18].

Комбинирование геотермальных источников с СЭС также является одним из вариантов развития энергетических систем. Тепловая и электрическая энергия вырабатывается на ГеоЭС и СЭС, холод генерируется с помощью абсорбционной системы охлаждения, подключенной к ОЦР-турбине, теплый воздух, который поступает после охлаждения солнечных батарей, может идти на сельскохозяйственные нужды [32]. В схеме комбинированной ГеоЭС с электрической и тепловой энергией вырабатывается холод, для этого применяется холодильный цикл, который состоит из процессов сжатия, конденсации, расширения. При этом компрессор установлен на одном валу с ОЦР-турбиной, отбирая у нее часть мощности для холодильного цикла [33, 34].

Кроме того, существуют установки, которые, используя тепло геотермального источника, вырабатывают несколько конечных продуктов: холод, тепловую и электрическую энергию. В этом случае используется каскадная схема передачи тепловой энергии от геотермальной воды: сначала тепло отдается в ОЦР для генерации электрической энергии, после этого в регенераторе передается тепло для холодильного цикла, и затем оставшееся тепло с помощью теплообменника передается в систему отопления. В данной схеме каждый контур генерации холода, тепловой и электрической энергии независим друг от друга напрямую, связь идет посредством температуры геотермальной воды. Для генерации холода используется регенератор, в котором часть остаточного тепла геотермальной воды передается органическому рабочему веществу холодильного цикла [35].

Существует проект схемы геотермальной станции, вырабатывающей электрическую энергию, дистиллированную воду, O_2 и H_2 [36]. Схема имеет три цикла: цикл многостадийной дистилляции (MED-цикл), ОЦР, электролиз для выработки водорода. В результате численного анализа исследователи пришли к выводу, что при температурах геотермальной воды >160 °С и массовом расходе 20–100 кг/с данная схема способна эффективно функционировать с тремя циклами. При этом на станции при генерации электроэнергии снижаются выбросы CO_2 в размере от 2419 до 4274 т/год по отношению к ТЭС, сжигающей традиционное ископаемое топливо. Также станция способна производить опресненную воду, забираемую из океана в размере 0,28–1,5 кг/с и вырабатывать 3,24–16,2 кг/ч H_2 , в зависимости от массового расхода и температуры геотермальной воды.

Сравнение различных типов ГеоЭС

Зависимости удельной стоимости различных типов ГеоЭС от температуры геотермального источника приведены на рис. 5 [37]. ГеоЭС прямого цикла имеют наименьшую стоимость из-за относительной про-

стоты исполнения установки и высокого термического КПД вследствие большей температуры подвода тепла, однако, как отмечалось ранее, их распространение в мире сильно ограничено. Комбинированные ГеоЭС имеют удельную стоимость $2000\div 3200$ \$/кВт при температуре геотермального источника $110\div 210$ °С. Бинарные ГеоЭС имеют наибольшую удельную стоимость, при этом она возрастает при снижении температуры геотермального источника. Это связано со сложностью механизмов и способов преобразования электрической энергии из низкопотенциального геотермального тепла. Такие геотермальные источники являются наиболее распространенными в мире, поэтому, несмотря на их высокую удельную стоимость, данный вид ГеоЭС имеет большие перспективы для дальнейшего развития и внедрения в мировую энергетику.

Средний электрический КПД ГеоЭС в мире составляет ~12 %, что намного ниже, чем в традиционных ТЭС. Кроме того, электрическая мощность ГеоЭС на порядок меньше вырабатываемой мощности на электростанциях, использующих невозобновляемые источники энергии. Также важным параметром для сравнения ГеоЭС между собой является коэффициент мощности, который выражается соотношением фактической производительности станции к

ее потенциальной выработке в проектном режиме. По данным [21] средний коэффициент мощности ГеоЭС прямого цикла с одностадийным разделением 80,1 %, для ГеоЭС прямого цикла с двухстадийным разделением 91,5 %, для бинарной ГеоЭС 92,7 %.

В табл. 1 приведены основные рассмотренные виды станций и примеры их эксплуатации в мире.

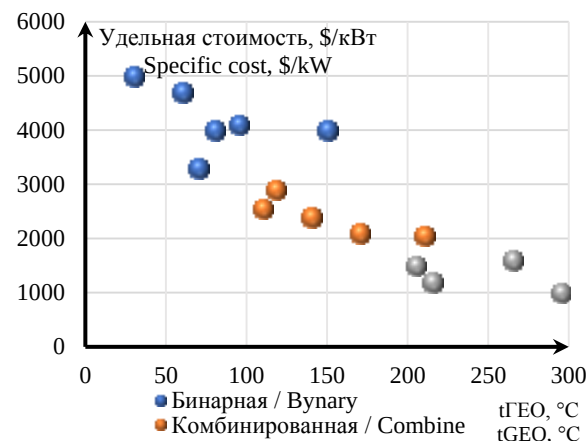


Рис. 5. Стоимость установленной электрической мощности 1 кВт ГеоЭС [37]

Fig. 5. Cost of the installed electric power of 1 kW GeoPP [37]

Таблица 1. Виды и назначение ГеоЭС в мире [21]

Table 1. Types and purpose of GeoPP in the world [21]

Тип схемы ГеоЭС Type of GeoPP diagram	Назначение Purpose	Температура геотермального источника Temperature of the geothermal source	Рабочее тело Working fluid	Примеры действующих станций Examples of current stations
С подачей сухого пара на турбину Supply of dry-steam on turbine	Выработка ЭЭ/ТЭ EE/TE generation	110÷170 °C	Водяной пар Water steam	Pauzhetka, Kizildere, Akita, Iwate, Verkhne-Mutnovsky, Mutnovsky, Onikobe, Ahuahapan, Miravalles, Otake, Cerro Prieto, Svartsengi, Nesjavellir, Tokyo (Hachijyojima), Wayang Windu, Suginoi, Fukushima (Yanaizu-Nishiyama), Los Humeros
С одностадийным разделением Single-flash steam			Вода/водяной пар Water/water steam	Nevada (Brady Hot Springs, Beowawe), Cerro Prieto, Bouillante, Mori, Kyushu, Hachobaru 2, Banahaw, Tongonan, Mindanao 2, Krafla, Heber, Coso, Salton Sea, Hellisheidi, Kawerau, Ohaaki, Hachobaru
С двухстадийным разделением Double-flash steam		120÷150 °C		
Бинарная Binary	Выработка ЭЭ EE generation	85÷170 °C	Вода (водяной пар)/OPT Water (water steam)/OWF	Alaska (Chena Hot Springs), Wyoming-Casper (Rmotc-Ghcg), Neustadt-Glew, Nevada (Wabuska), Australia (Altheim, Blumau), California-Honey Lak (Wineagle), China (Nagqu), Thailand (Fang), Germany (Unter-Haching, Landau), New-Zealand (Ngawha, Te Huka), Philippines (Nakiling-Banahaw), Portugal (Ribeira Grabde), Japan (Oita), Mexico (Los Azufres), Nicaragua (Momotombo), France (Soultz-sous-Forets), Turkey (Salavatli)

Из табл. 1 видно, что на большинстве ГеоЭС в мире для преобразования в электрическую энергию используется водяной пар, получаемый из геотермальной воды, извлекаемой из скважины с температурой от 110 до 170 °С, при этом используются следующие схемы: с прямой подачей сухого пара, с одностадийным и двухстадийным разделением. Недостатком таких схем является установка дорогостоящих и сложных в эксплуатации систем очистки и подготовки водяного пара для паротурбинной установки. Кроме того, температура

отвода тепла от контура, работающего на водяном паре, ограничена 0 °С, поэтому такого типа ГеоЭС в условиях холодных регионов планеты не могут осуществлять конденсацию водяного пара в конденсаторе воздушного охлаждения. Таким образом, данные станции будут зависеть от источника охлаждения – искусственных прудов с градирнями, либо от естественных рек и водоемов. Более того, конденсатор водяного пара должен оснащаться вспомогательными системами отвода паровоздушной смеси.

Поскольку в бинарной ГеоЭС нижний контур замкнут и ОЦР использует ОРТ, то вышеприведенные недостатки отсутствуют. Как показано в табл. 1, на сегодняшний день в мире накоплен большой положительный опыт эксплуатации данных станций при температуре геотермального источника от 85 до 170 °С. В бинарных ГеоЭС отсутствует необходимость в отделении водяного пара, его очистке и установке промежуточных сепараторов, так как большинство фреонов переходят в газообразное состояние при давлении выше 0,5 МПа и температуре >70 °С.

ОЦР для бинарной ГеоЭС

ОЦР не отличается от традиционного парового цикла, что, в свою очередь, позволяет при незначительных модификациях отдельных элементов тепловой схемы применять хладагенты в качестве рабочего тела [38]. Основное отличие данных циклов состоит в том, что фреон имеет более низкую температуру кипения, поэтому ОЦР можно использовать для утилизации средне- и низкотемпературных источников тепла. Энергоблоки с ОЦР совместно с тепловым насосом могут являться эффективным способом для выработки электрической и тепловой энергии [39].

ОЦР при использовании одного рабочего тела имеет два вида [40]:

- подкритический цикл Ренкина, работает при давлении ниже критического. Эффективность данного цикла находится в значительной зависимости от начальной и конечной температуры. Наибольший термический КПД данного цикла достигает 40 %;
- критический/сверхкритический ОЦР, работает с фреонами, которые имеют низкие значения температуры кипения и критической температуры, наиболее распространенные и подходящие для этого цикла – это R245fa, R227ea, R134a [41].

Системы выработки электрической энергии на базе ОЦР имеют перспективы для применения в нетрадиционной энергетике на базе потребления геотермальных источников тепла [42, 43]. Энергетические установки, в схемах которых применяется ОЦР, получили свое распространение благодаря таким компаниям, как Turboden PureCycle (США), ORMAT (США), Tri-o-Gen (Нидерланды), Electrathem (США), GMK-Bosch KWK (Германия), GE Clean Cycle (США), Cryostar (Франция) [44].

Основными преимуществами ОЦР по сравнению с термодинамическими циклами Калины, Стирлинга и Брайтона, является его относительная простота в адаптации и применении, а также небольшая стоимость обслуживания. При этом отмечается возможность адаптации ОЦР к различным параметрам и условиям работы в широком диапазоне рабочих параметров [45]. Например, при сравнении термодинамических циклов ОЦР и Калины для бинарной ГеоЭС при одинаковых параметрах (средняя температура 140 °С, давление 0,6 МПа и расход 70 л/с при подключенном насосе; рабочее тело в бинарном цикле –

изопентан) выявлено, что термический КПД ОЦР выше, чем у цикла Калины, – 13,5 % против 12,8 %, установленная электрическая мощность при этом будет составлять 2,23 и 2,10 МВт соответственно [46].

Одна из методик выбора ОЦР учитывает особенности источника низкопотенциальной энергии и типа ОРТ [47]. Основные производители геотермальных установок на базе ОЦР для выработки ЭЭ в диапазоне от 50 кВт до 5 МВт и при температурах источника от 90 до 350 °С применяют радиальные и осевые турбины. Осевые турбины рекомендуются к применению для большого массового расхода фреонов и малого перепада давлений, радиальные нашли наилучшее применение при малых расходах и большом перепаде давлений на входе/выходе. Для маломощных систем генерации электрической энергии (<50 кВт) предпочтительно использовать детандеры (объемные расширители), т. к. они имеют меньшую стоимость и частоту вращения ротора, чем паровые турбины [48].

К настоящему времени разработано и используется большое количество конфигураций ОЦР, среди схем которых наиболее распространенными являются приведенные на рис. 6 [49, 50].

Сравнительный анализ тепловых схем ОЦР при разных температурах источника свидетельствует, что при температуре на источнике до 200 °С одноступенчатая схема с паровой турбиной будет обладать наибольшей эффективностью. Для более высокой температуры целесообразнее использовать каскадную схему, в которой в верхнем цикле применяется винтовой расширитель либо паровая турбина на ОРТ, а в нижнем – только турбина [51].

Параметры ГеоЭС с ОЦР крупных мировых производителей приведены в табл. 2 [52].

Таблица 2. Крупные ГеоЭС с ОЦР [52]

Table 2. Large GeoPP with ORC [52]

Область применения ОЦР Scope of the ORC	Производитель Manufacturer	Единичная мощность блока, МВт Single power of the power unit, MW	Температура источника, °С Source temperature, °C
Геотермальная энергетика Geothermal energy	ORMAT (США/USA)	0,2÷70	150÷300
	Turboden (Италия/Italy)	0,2÷2	100÷300
	GMK (Германия/Germany)	0,05÷5	120÷350
	Turboden PureCycle (США/USA)	0,28	100÷150
	Cryostar (Франция/France)	0,075÷20	100÷400

В табл. 3 представлены данные по применяемым и рекомендованным ОРТ в ОЦР для геотермальных станций.

Графическое сравнение процессов расширения для цикла Ренкина насыщенного водяного пара и для ОЦР R245fa в TS-координатах приведено на рис. 7.

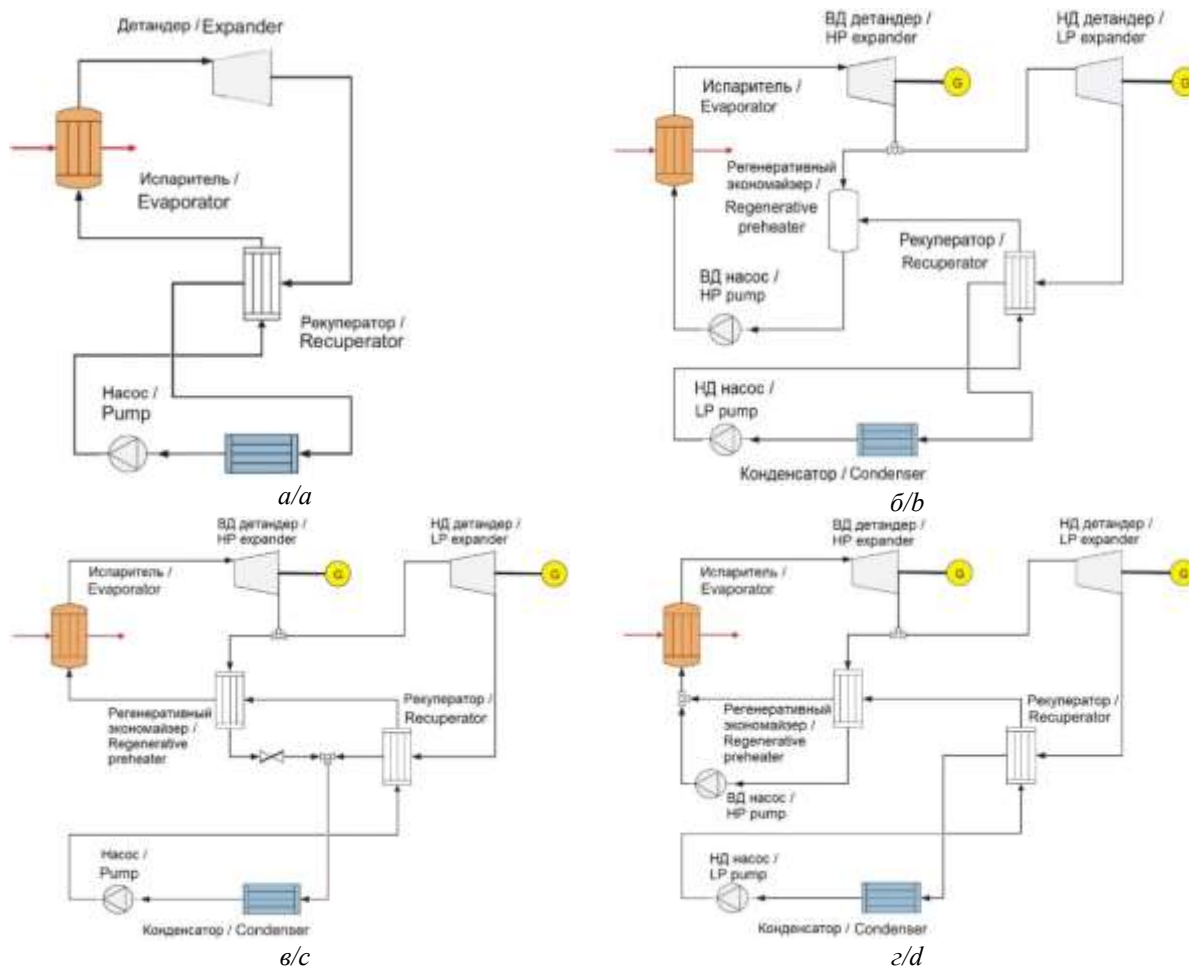


Рис. 6. Наиболее распространенные ОЦР [49, 50]: а) стандартный цикл (С-ОЦР); б) открытый регенеративный цикл О-ОЦР; в) закрытый регенеративный ОЦР (ЗР-ОЦР); г) ОЦР с закрытым приводом конденсационной циркуляции ЗП-ОЦР

Fig. 6. The most common ORC [49, 50]: a) standard ORC (S-ORC); b) open preheater regenerative ORC (O-ORC); c) closed preheater regenerative ORC with backwards bleed condensate circulation (CB-ORC); d) closed preheater regenerative ORC with forward bleed condensate circulation (CF-ORC)

Таблица 3. Результаты исследований ОРТ, применяемых в ОЦР ГеоЭС

Table 3. Research results for used ORC in the ORC GeoPP

Температура пара в испарителе, °С Steam temperature in the evaporator, °C	Температура конденсации, °С Condensation temperature, °C	Применяемые вещества Applied substances	Рекомендованные к применению вещества Recommended for the use of a substance	Источник Source
70–90	30	Ammonia, n-Pentane, R123, PF5050	Ammonia	[53]
100	30	Alkane, R134a, R600, R245fa	R134a, R245e, R600, R245fa, R245ca, R601	[54]
80–115	25	Propylene, R227ea, RC318, R236fa, isobutene, R245fa	пропилен, R227ea, R245fa	[55]
100–210	25	Water, ammonia, butane, isobutane, R11, R123, R141b, R236ea, R245ca, R113	R236ea, R245fa	[56]

Как видно из рис. 7, для ОЦР, работающего на фреоне R245fa, требуется значительно меньшее количество теплоты для парообразования (процесс 3-1) по отношению к циклу, работающему на водяном паре (процесс 3ws-1ws) [57]. Для ОЦР производимая работа (процесс 1-2) больше, чем для цикла с водяным паром (процесс 1ws-2ws), так как для ОЦР бинарной ГеоЭС в условиях суровых северных регионов применяется КВО, позволяющий осуществить отвод тепла в цикле для фреона R245fa при значительно более низкой тем-

пературе (например, -10°C), таким образом увеличивается вырабатываемая электрическая энергия без снижения надежности оборудования [58]. Благодаря положительному наклону линии насыщения для фреона R245fa ($dT/dS > 0$) после процесса расширения он находится в перегретом состоянии, поэтому потери от влажности в проточной части отсутствуют. В то время как для водяного пара $dT/dS < 0$, поэтому эффективность расширения фреона в проточной части выше по сравнению с влажным водяным паром.

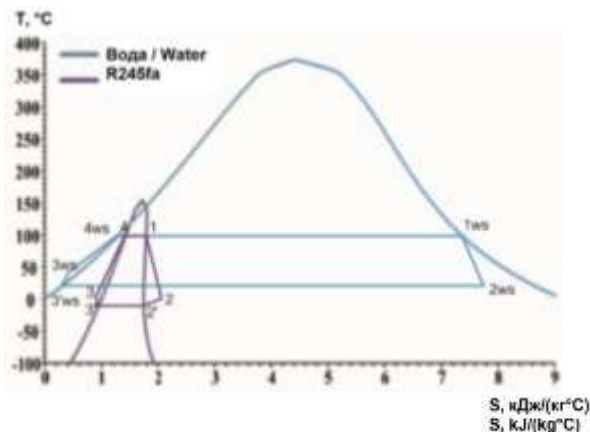


Рис. 7. Термодинамический процесс расширения сухого насыщенного водяного пара и фреона R245fa при начальной температуре 100 °С в TS-диаграмме: 1–2 – процесс расширения пара фреона в турбоустановке; 2–2' – отвод тепла в регенераторе; 2'–3' – конденсация фреона в конденсаторе воздушного охлаждения при –10 °С; 3'–3 – процесс в конденсатном насосе; 3–4 – подвод тепла к фреону в экономайзере; 4–1 – подвод тепла к фреону в испарителе; 1ws–2ws – расширение водяного пара в турбине; 2ws–3'ws – конденсация в конденсаторе при 20 °С; 3'ws–3ws – процесс в конденсатном насосе; 3ws–4ws – подвод тепла к воде в экономайзере; 4ws–1ws – процесс парообразования воды в испарителе

Fig. 7. Thermodynamic process of expansion of dry saturated water steam and freon R245fa at initial temperature of 100 °C in the TS-diagram: 1–2 – expanding freon vapor in a turbine; 2–2' – heat removal in the regenerator; 2'–3' – freon condensation in the air cooling condenser at temperature –10 °C; 3'–3 – condensate process; 3–4 – heat supply to freon in the economizer; 4–1 – heat supply to freon in the evaporator; 1ws–2ws – water steam expansion in the turbine; 2ws–3'ws – condensation in the condenser at 20 °C; 3'ws–3ws – process in condensate water pump; 3ws–4ws – heat supply to water in economizer; 4ws–1ws – water steaming in the evaporator

Заклучение

Обоснована перспективность развития и реализации ГеоЭС. Описаны виды и назначение геотермальных электрических станций, а также их схемы, получившие наибольшее распространение: с одностадийным разделением геотермального источника, с двухстадийным разделением геотермального источника, с прямой подачей сухого пара на турбину, бинарные и комбинированные, выполнено их сравнение.

Представлены результаты исследований рабочих тел, применяемых в органических циклах Ренкина для ГеоЭС. Установлено, что при среднетемпературном подводе теплоты на большинстве ГеоЭС в мире для преобразования в электрическую энергию используется водяной пар, получаемый из геотермальной воды, извлекаемой из скважины с температурой от 110 до 170 °С. Недостатком подобных схем является установка дорогостоящих и сложных в эксплуатации систем очистки и подготовки водяного пара для паротурбинной установки. Кроме того, температура отвода тепла от контура, работающего на водяном паре, ограничена 0 °С, поэтому такого типа ГеоЭС в условиях холодных регионов планеты не могут осуществлять конденсацию водяного пара в конденсаторе воздушного охлаждения. Таким образом, данные станции будут зависеть от источника охлаждения – искусственных прудов с градирнями, либо от естественных рек и водоемов. Более того, конденсатор водяного пара должен оснащаться вспомогательными системами отвода паровоздушной смеси из объема камеры. Поскольку в бинарной ГеоЭС нижний контур замкнут и используются органические рабочие тела, вышеприведенные недостатки отсутствуют, и ГеоЭС могут быть реализованы при температуре геотермального источника от 85 до 170 °С.

Работа выполнена при финансовой поддержке программы Приоритет-2030-НИИ/ЭБ-046-1308-2022.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Solaun K., Cerdá E. Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2019. – V. 116. – № 109415.
- Development of renewable energy sources in the European Union in the context of sustainable development policy / P. Bórawski, R. Wyszomierski, A. Beldycka-Bórawska, B. Mickiewicz, B. Kalinowska, J.W. Dunn, T. Rokicki // Energies. – 2022. – № 15. – 1545.
- Zahedi R., Zahedi A., Ahmadi A. Strategic Study for Renewable Energy Policy, Optimizations and Sustainability in Iran // Sustainability. – 2022. – V. 14 (4). – № 2418.
- Statistics | Eurostat. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/hrg_ind_ren/default/table?lang=en (дата обращения: 05.07.2022).
- Stober I., Bucher K. Geothermal energy. 2nd ed. – Cham: Springer International Publ., 2021. – 390 p.
- A comprehensive study of geothermal heating and cooling systems / M. Soltani, M.F. Kashkooli, A. Dehghani-Sani, A. Kazemi, N. Bordbar, M. Farshchi, M. Elmi, K. Gharali, B.M. Dusseault // Sustainable Cities and Society. – 2019. – V. 44. – P. 793–818.
- Yau Y.H., Hasbi S. A review of climate change impacts on commercial buildings and their technical services in the tropics // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2013. – V. 18. – P. 430–441.
- IEA – International Energy Agency. URL: <https://webstore.iea.org/world-energy-balances-2018-overview> (дата обращения: 05.07.2022).
- Dincer I., Acar C. A review on clean energy solutions for better sustainability // International Journal of Energy Research. – 2015. V. – 39. – № 5. – P. 585–606.
- Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – V. 39. – P. 748–764.
- Thorsteinsson H.H., Tester J.W. Barriers and enablers to geothermal district heating system development in the United States // Energy Policy. – 2010. – V. 38. – № 2. – P. 803–813.
- Котеленко С.В., Сабирова Ю.Р. Геотермальные ресурсы и геотермальные электростанции // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2019. – № 11. – С. 220–225.
- Global Geothermal Power Plant Map | ThinkGeoEnergy – Geothermal Energy News. URL: <https://www.thinkgeoenergy.com/map/> (дата обращения: 29.07.2022).
- Дмитренко А.В., Колпаков М.И. Анализ состояния вопроса утилизации низкопотенциальных энергетических ресурсов на объектах малой энергетики // Мир транспорта. – 2021. – Вып. 93. – № 2. – С. 100–106.

15. Hærvig J., Sørensen K., Condra T.J. Guidelines for optimal selection of working fluid for an organic Rankine cycle in relation to waste heat recovery // *Energy*. – 2016. – V. 96. – P. 592–602.
16. Understanding the Chena Hot Springs, Alaska, geothermal system using temperature and pressure data from exploration boreholes / K. Erkan, G. Holdmann, W. Benoit, D. Blackwell // *Geothermics*. – 2008. – V. 37. – № 6. – P. 565–585.
17. Шифрин Б.А., Перов В.Б., Толкачев В.М. Варианты турбогенератора утилизационного теплоэнергетического комплекса на базе низкокипящего рабочего тела // *Теплоэнергетика*. – 2021. – № 7. – С. 26–34.
18. Томаров Г.В., Шипков А.А. Геотермальная комбинированная бинарная электростанция с системой перегрева пара вторичного вскипания: выбор оптимальных рабочих тел // *Теплоэнергетика*. – 2019. – № 11. – С. 63–71.
19. DiPippo R. *Geothermal power plants: principles, applications, case studies, and environmental impact*. 3rd ed. – Kidlington, Oxford: Elsevier Ltd, 2012. – 600 p.
20. DiPippo R. Combined and hybrid geothermal power systems // *Geothermal Power Generation*. – 2016. – P. 391–420. DOI: 10.1016/B978-0-08-100337-4.00014-0.
21. Zarrouk S.J., Moon H. Efficiency of geothermal power plants: a worldwide review // *Geothermics*. – 2014. – V. 51. – P. 142–153.
22. Dickson M.H., Fanelli M. *Geothermal energy: utilization and technology*. – London: Taylor and Francis, 2013. – 206 p.
23. Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles – A review of various applications / B.F. Tchanche, G. Lambrinos, A. Frangoudakis, G. Papadakis // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2011. – V. 15. – № 8. – P. 3963–3979.
24. DiPippo R. Advanced geothermal energy conversion systems // *Geothermal Power Plants*. – 2016. – P. 241–289. DOI: 10.1016/B978-0-08-100879-9.00009-4.
25. Томаров Г.В., Шипков А.А., Сорокина Е.В. Выбор рабочего тела для бинарных установок на предельно низкотемпературном теплоносителе // *Теплоэнергетика*. – 2016. – № 12. – С. 59–67.
26. Джаватов Д.К., Азизов А.А. Повышение энергетической эффективности бинарной ГеоЭС (на примере Кумухского месторождения) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332 – № 9. – С. 178–186.
27. Огуречников Л.А. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в низкотемпературной бинарной электростанции // *Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология*. – 2007. – Вып. 49. – № 5. – С. 68–72.
28. Kanoglu M., Bolatturk A. Performance and parametric investigation of a binary geothermal power plant by exergy // *Renew. Energy*. – 2008. – V. 33. – № 11. – P. 2366–2374.
29. Повышение эффективности использования геотермальных ресурсов на основе применения комбинированного энергоблока с бинарной установкой на сбросном секрете Мутновской ГЕОЭС / Г.В. Томаров, А.А. Шипков, А.И. Никольский, В.Н. Семенов // *Теплоэнергетика*. – 2016. – № 6. – С. 31–35.
30. Бутузов В.А., Томаров Г.В. Геотермальная энергетика Камчатки // *Теплоэнергетика*. – 2020. – № 11. – С. 50–63.
31. Macchi E., Astolfi M. *Organic Rankine Cycle (ORC) power systems: technologies and applications*. – Duxford: Elsevier Inc., 2016. – 698 p.
32. Bicer Y., Dincer I. Analysis and performance evaluation of a renewable energy based multigeneration system // *Energy*. – 2016. – V. 94. – P. 623–632.
33. Thermodynamic analysis of a Kalina-based combined cooling and power cycle driven by low-grade heat source / L. Cao, J. Wang, H. Wang, P. Zhao, Y. Dai // *Appl. Therm. Eng.* – 2017. – V. 111. – P. 8–19.
34. Thermodynamic and thermoeconomic analysis and optimization of a novel combined cooling and power (CCP) cycle by integrating of ejector refrigeration and Kalina cycles / H. Ghaebi, T. Parikhani, H. Rostamzadeh, B. Farhang // *Energy*. – 2017. – V. 139. – P. 262–276. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.154.
35. Zare V. A comparative thermodynamic analysis of two tri-generation systems utilizing low-grade geothermal energy // *Energy Convers. Manag.* – 2016. – V. 118. – P. 264–274.
36. Thermoeconomic analysis and optimization of a geothermal-driven multi-generation system producing power, freshwater, and hydrogen / M. Hekmatshoar, M. Deymi-Dashtebayaz, M. Gholizadeh, D. Dadpour, M. Delpisheh // *Energy*. – 2022. – V. 247. № 123434.
37. Томаров Г.В. Геотермальная энергетика: технологии и оборудование // *Сантехника, Отопление, Кондиционирование*. – 2017. – Вып. 187. – № 7. – С. 68–71.
38. Артеменко С.В. Фторированные эфиры – рабочие тела для низкотемпературного цикла Ренкина на органических веществах // *Проблемы региональной энергетики*. – 2014. – Вып. 26. – № 3. – С. 22–30.
39. A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation / F. Véléz, J.J. Segovia, M.C. Martín, G. Antolín, F. Chejne, A. Quijano // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2012. – V. 16. – № 6. – P. 4175–4189.
40. Влияние рабочих параметров на производительность нового сочетания органического цикла Ренкина и парокомпрессионного цикла в режиме теплофикации / N. Toujani, N. Bouaziz, M. Chrigui, L. Kairouani // *Теплоэнергетика*. – 2020. – № 9. – С. 85–98.
41. Karellas S., Schuster A., Leontaritis A.D. Influence of supercritical ORC parameters on plate heat exchanger design // *Appl. Therm. Eng.* – 2012. – V. 33–34. – № 1. – С. 70–76.
42. Белов Г.В., Дорохова М.А. Органический цикл Ренкина и его применение в альтернативной энергетике // *Наука и образовательное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана*. – 2014. – № 2. – С. 99–124.
43. Гафуров А.М. Перспективные области применения энергетических установок на низкокипящих рабочих телах // *Вестник Казанского государственного энергетического университета*. – 2015. – Вып. 25. – № 1. – С. 93–98.
44. Дмитренко А.В., Винокурова О.Г., Колосова М.А. Модернизация энергетических комплексов железнодорожных станций и возможности использования низкотемпературной теплоты на основе органического цикла Ренкина // *Наука и техника транспорта*. – 2017. – № 3. – С. 39–45.
45. Таубалдиев А.А. Эффективность органического цикла Ренкина // *Eur. Sci. Conf.: Материалы XXV Международной научно-практической конференции*. – Пенза, 2021. – С. 24–27.
46. Guzović Z., Majcen B., Cvetković S. Possibilities of electricity generation in the Republic of Croatia from medium-temperature geothermal sources // *Appl. Energy*. – 2012. – V. 98. – P. 404–414.
47. Карабарин Д.И., Михайленко С.А. Особенности проектирования установок органического цикла Ренкина // *Журнал Сибирского федерального университета. Серия Техника и технологии*. – 2019. – V. 12. – № 6. – С. 733–745.
48. Lemort V., Declaye S., Quoilin S. Experimental characterization of a hermetic scroll expander for use in a micro-scale Rankine cycle // *Proc. Inst. Mech. Eng. Part A J. Power Energy*. – 2012. – V. 226. – № 1. – P. 126–136.
49. Braimakis K., Karellas S. Energetic optimization of regenerative Organic Rankine Cycle (ORC) configurations // *Energy Convers. Manag.* – 2018. – V. 159. – P. 353–370.
50. Zare V. A comparative exergoeconomic analysis of different ORC configurations for binary geothermal power plants // *Energy Convers. Manag.* – 2015. – V. 105. – P. 127–138.
51. Уайт М.Т., Рид М.Д., Сайма А.И. Сравнение одноступенчатых и каскадных систем органического цикла Ренкина с учетом влияния степени объемного расширения на эффективность детандера // *Омский научный вестник. Серия Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение*. – 2020. – Вып. 4. – № 3. – С. 90–100.
52. Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems / V. Quoilin, S. Broek, M.V.D. Declaye, S. Dewallef, P. Lemort // *Renew. Sustain. Energy Rev.* – 2013. – V. 22. – P. 168–186.
53. Optimum design criteria for an Organic Rankine cycle using low-temperature geothermal heat sources / H.D. Madhawa Hettiarachchi, M. Golubovic, W.M. Worek, Y. Ikegami // *Energy*. – 2007. – V. 32. – № 9. – P. 1698–1706.
54. Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles / B. Saleh, G. Koglbauer, M. Wendland, J. Fischer // *Energy*. – 2007. – V. 32. – № 7. – P. 1210–1221.

55. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W. Comparative analysis of natural and synthetic refrigerants in application to low temperature Clausius-Rankine cycle // *Energy*. – 2007. – V. 32. – № 4. – P. 344–352.
56. Dai Y., Wang J., Gao L. Parametric optimization and comparative study of organic Rankine cycle (ORC) for low grade waste heat recovery // *Energy Convers. Manag.* – 2009. – V. 50. – № 3. – P. 576–582.
57. Galashov N.N., Tsibulskiy S.A. Thermal efficiency of three-cycle utilization-type steam-gas units // *Power Technology and Engineering Scientific Journal*. – 2015. – V. 48. – № 6. – P. 459–463.
58. Галашов Н.Н., Цибульский С.А. Параметрический анализ схемы парогазовой установки с комбинацией трех циклов для повышения КПД при работе в северных газодобывающих районах // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – V. 330. – № 5. – С. 44–55.

Поступила: 21.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 10.04.2023 г.

Информация об авторах

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

Лавриненко С.В., кандидат педагогических наук, доцент НОЦ И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

Янковская Н.С., инженер, Центр коллективного пользования «Физико-химические методы анализа» Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Гамов Д.Л., начальник производственно-сервисного отдела Национального исследовательского Томского политехнического университета.

CYCLE DIAGRAM OF GEOTHERMAL ENERGY

Stanislav A. Yankovsky¹,
jankovsky@tpu.ru

Sergey V. Lavrinenko¹,
lavrinenko@tpu.ru

Svyatoslav A. Tsibulskiy¹,
stzibulsky@tpu.ru

Natalia S. Yankovskaya¹,
nsy4@tpu.ru

Denis L. Gamov¹,
gdl4@tpu.ru

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

The relevance of the research is caused by the need to develop alternative and environmentally friendly energy sources in conditions of global warming. The development of geothermal energy will make it possible to produce thermal and electric energy without emissions of CO₂ into the environment and reduce the dependence of the energy sector on hydrocarbon raw materials.

The main aim of this study is a comprehensive analysis of the features of geothermal power plants, including the existing technologies for converting geothermal energy to provide consumers of electric and thermal energy.

Objects: diagrams of geothermal power plants operating in different geographical and climatic conditions, as well as their working fluids.

Methods: analytical review of thematic publications using the materials of the databases of the RSCI, Scopus and Web of Science, a comparative analysis of the effectiveness of geothermal power plants for various indicators.

Results. Currently, there are about 400 geothermal power plants in the world. The active development of geothermal energy is caused by environmental friendliness, low cost of energy produced, minimal operating costs, lack of dependence on atmospheric influences, and the absence of the need to burn fuel, etc. At the same time, most of the world's geothermal power plants use the energy of a geothermal source with a water temperature of 100–200 °C. Among the main thermodynamic cycles and thermal schemes implemented, it is possible to single out direct cycle geothermal power plants with one-stage and two-stage separation of a geothermal source, with direct supply of dry steam to the turbine, binary and combined versions. The analysis shows that direct cycle geothermal power plants have the lowest cost of installed electrical power due to the relative simplicity and high thermal efficiency, but require high parameters of a geothermal source. On the other hand, binary geothermal power plants have the highest unit cost, but can be implemented on geothermal sources with relatively low water parameters, which was the main reason for their greatest spread in the world. At the same time, the implementation of a binary geothermal power plant with a Organic Rankine cycle has a number of advantages compared to the thermodynamic cycles of Kalina, Stirling and Brighton, among which the main ones are relative ease of adaptation and application, as well as low maintenance costs.

Key words:

renewable energy sources, geothermal energy, reduction in CO₂ emissions, geothermal power plants, thermal diagram.

The work was supported by the program Priority-2030-NIP/EB-046-1308-2022.

REFERENCES

1. Solaun K., Cerdá E. Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, vol. 116, no. 109415.
2. Bórawski P., Wyszomierski R., Beldycka-Bórawska A., Mickiewicz B., Kalinowska B., Dunn J.W., Rokicki T. Development of renewable energy sources in the European Union in the context of sustainable development policy. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 1545.
3. Zahedi R., Zahedi A., Ahmadi A. Strategic study for renewable energy policy, optimizations and sustainability in Iran. *Sustainability (Switzerland)*, 2022, vol. 14 (4), no. 2418.
4. *Statistics | Eurostat*. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en (accessed 5 July 2022).
5. Stober I., Bucher K. *Geothermal Energy*. 2nd ed. Cham, Springer International Publ., 2021. 390 p.
6. Soltani M., Kashkooli M.F., Dehghani-Sanij A., Kazemi A., Bordbar N., Farshchi M., Elmi M., Gharali K., Dusseault B.M. A comprehensive study of geothermal heating and cooling systems. *Sustainable Cities and Society*, 2019, vol. 44, pp. 793–818.
7. Yau Y.H., Hasbi S. A review of climate change impacts on commercial buildings and their technical services in the tropics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, vol. 18, pp. 430–441.
8. IEA – International Energy Agency. Available at: <https://webstore.iea.org/world-energy-balances-2018-overview> (accessed 5 July 2022).
9. Dincer I., Acar C. A review on clean energy solutions for better sustainability. *International Journal of Energy Research*, 2015, vol. 39, no. 5, pp. 585–606.
10. Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 39, pp. 748–764.
11. Thorsteinsson H.H., Tester J.W. Barriers and enablers to geothermal district heating system development in the United States. *Energy Policy*, 2010, vol. 38, no. 2, pp. 803–813.
12. Kotelenko S.V., Sabirova Yu.R. Geothermal resources and geothermal power stations. *Izvestiya Tula State University. Technical sciences*, 2019, no. 11, pp. 220–225. In Rus.

13. *Global Geothermal Power Plant Map | ThinkGeoEnergy – Geothermal Energy News*. Available at: <https://www.thinkgeoenergy.com/map/> (accessed 5 July 2022).
14. Dmitrenko A.V., Kolpakov M.I. Analysis of the state of the issue of utilization of low-potential energy resources at small power facilities. *World of Transport*, 2021, vol. 93, no. 2, pp. 100–106. In Rus.
15. Hærvig J., Sørensen K., Condra T.J. Guidelines for optimal selection of working fluid for an organic Rankine cycle in relation to waste heat recovery. *Energy*, 2016, vol. 96, pp. 592–602.
16. Erkan K., Holdmann G., Benoit W., Blackwell D. Understanding the Chena Hot Springs, Alaska, geothermal system using temperature and pressure data from exploration boreholes. *Geothermics*, 2008, vol. 37, no. 6, pp. 565–585.
17. Shifrin B.A., Perov V.B., Tolkachev V.M. Variants of a turbogenerator of a utilization heat and power complex based on a low-boiling working fluid. *Teploenergetika*, 2021, no. 7, pp. 26–34. In Rus.
18. Tomarov G.V., Shipkov A.A. Geothermal combined binary power plant with flash steam superheating system: choice of optimal working fluids. *Teploenergetika*, 2019, no. 11, pp. 63–71. In Rus.
19. DiPippo R. *Geothermal Power Plants : principles, applications, case studies, and environmental impact*. 3rd ed. Kidlington, Oxford, Elsevier Ltd, 2012. 600 p.
20. DiPippo R. Combined and hybrid geothermal power systems. *Geothermal Power Generation*, 2016, pp. 391–420. DOI: 10.1016/B978-0-08-100337-4.00014-0.
21. Zarrouk S.J., Moon H. Efficiency of geothermal power plants: a worldwide review. *Geothermics*, 2014, vol. 51, pp. 142–153.
22. Dickson M.H., Fanelli M. *Geothermal energy: utilization and technology*. London, Taylor and Francis, 2013. 206 p.
23. Tchanche B.F., Lambrinos G., Frangoudakis A., Papadakis G. Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles – a review of various applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, no. 8, pp. 3963–3979.
24. DiPippo R. Advanced geothermal energy conversion systems. *Geothermal Power Plants*, 2016, pp. 241–289. DOI: 10.1016/b978-0-08-100879-9.00009-4.
25. Tomarov G.V., Shipkov A.A., Sorokina E.V. Choosing the optimal working fluid for binary installations on an extremely low-temperature coolant. *Teploenergetika*, 2016, no. 12, pp. 59–67. In Rus.
26. Javatov D.K., Azizov A.A. Increasing the energy efficiency of a binary geo-electric power station (on the example of the kumukh deposit). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 9, pp. 178–186. In Rus.
27. Ogurechnikov L.A. Combined generation of electric and thermal energy in a low-temperature binary power plant. *International Scientific Journal Alternative Energy and Ecology*, 2007, vol. 49, no. 5, pp. 68–72. In Rus.
28. Kanoglu M., Bolatturk A. Performance and parametric investigation of a binary geothermal power plant by exergy. *Renew. Energy*, 2008, vol. 33, no. 11, pp. 2366–2374.
29. Tomarov G.V., Shipkov A.A., Nikolsky A.I., Semenov V.N. Improving the efficiency of the use of geothermal resources based on the use of a combined power unit with a binary installation on the discharge separator of the Mutnovskaya GEOESP. *Teploenergetika*, 2016, no. 6, pp. 31–35. In Rus.
30. Butuzov V.A., Tomarov G.V. Geothermal energy of Kamchatka. *Thermal power engineering*, 2020, no. 11, pp. 50–63. In Rus.
31. Macchi E., Astolfi M. *Organic Rankine Cycle (ORC) power systems: technologies and applications*. Duxford, Elsevier Inc., 2016. 698 p.
32. Bicer Y., Dincer I. Analysis and performance evaluation of a renewable energy based multigeneration system. *Energy*, 2016, vol. 94, pp. 623–632.
33. Cao L., Wang J., Wang H., Zhao P., Dai Y. Thermodynamic analysis of a Kalina-based combined cooling and power cycle driven by low-grade heat source. *Appl. Therm. Eng.*, 2017, vol. 111, pp. 8–19. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.09.088.
34. Ghaebi H., Parikhani T., Rostamzadeh H., Farhang B. Thermodynamic and thermoeconomic analysis and optimization of a novel combined cooling and power (CCP) cycle by integrating of ejector refrigeration and Kalina cycles. *Energy*, 2017, vol. 139, pp. 262–276.
35. Zare V. A comparative thermodynamic analysis of two tri-generation systems utilizing low-grade geothermal energy. *Energy Convers. Manag.*, 2016, vol. 118, pp. 264–274.
36. Hekmatshoar M., Deymi-Dashtebayaz M., Gholizadeh M., Dadpour D., Delpisheh M. Thermoeconomic analysis and optimization of a geothermal-driven multi-generation system producing power, freshwater, and hydrogen. *Energy*, 2022, vol. 247, no. 123434.
37. Tomarov G.V. Geothermal energy: technologies and equipment. *Plumbing, Heating, Air conditioning*, 2017, vol. 187, no. 7, pp. 68–71. In Rus.
38. Artemenko S.V. Fluorinated esters - working bodies for the low-temperature Rankine cycle on organic substances. *Problems of regional energy*, 2014, vol. 26, no. 3, pp. 22–30. In Rus.
39. Vélaz F., Segovia J.J., Martín M.C., Antolín G., Chejne F., Quijano A. A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, no. 6, pp. 4175–4189.
40. Toujani N., Bouaziz N., Chrigui M., Kairouani L. The effect of operating parameters on the performance of a new combination of organic Rankine cycle and steam compression cycle in the heating mode. *Thermal power engineering*, 2020, no. 9, pp. 85–98. In Rus.
41. Karellas S., Schuster A., Leontaritis A.D. Influence of supercritical ORC parameters on plate heat exchanger design. *Appl. Therm. Eng.*, 2012, vol. 33–34, no. 1, pp. 70–76.
42. Belov G.V., Dorokhova M.A. Rankin's organic cycle and its application in alternative energy. *Science and Education scientific edition of Bauman Moscow State Technical University*, 2014, no. 2, pp. 99–124. In Rus.
43. Gafurov A.M. Promising areas of application of power plants on low-boiling working bodies. *Bulletin of the Kazan State Power Engineering University*, 2015, vol. 25, no. 1, pp. 93–98. In Rus.
44. Dmitrenko A.V., Vinokurova O.G., Kolosova M.A. Modernization of power complexes of railway stations and the possibility of using low-potential heat based on the organic Rankine cycle. *Science and Technology of Transport*, 2017, no. 3, pp. 39–45. In Rus.
45. Taubaldiyev A.A. Effektivnost organicheskogo tsikla Rankina [Efficiency of the organic Rankine cycle]. *Materialy XXV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Proc. of the XXV International Scientific and Practical Conference]. Penza, ICNS «Science and Education», 2021. pp. 24–27.
46. Guzović Z., Majcen B., Cvetković S. Possibilities of electricity generation in the Republic of Croatia from medium-temperature geothermal sources. *Appl. Energy*, 2012, vol. 98, pp. 404–414. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.03.064.
47. Karabarin D.I., Mikhaylenko S.A. Design features of Rankin organic cycle installations. *Journal of the Siberian Federal University. Technique and Technology series*, 2019, vol. 12, no. 6, pp. 733–745. In Rus.
48. Lemort V., Declaye S., Quoilin S. Experimental characterization of a hermetic scroll expander for use in a micro-scale Rankine cycle. *Proc. Inst. Mech. Eng. Part A J. Power Energy*, 2012, vol. 226, no. 1, pp. 126–136.
49. Braimakis K., Karellas S. Energetic optimization of regenerative Organic Rankine Cycle (ORC) configurations. *Energy Convers. Manag.*, 2018, vol. 159, pp. 353–370.
50. Zare V. A comparative exergoeconomic analysis of different ORC configurations for binary geothermal power plants. *Energy Convers. Manag.*, 2015, vol. 105, pp. 127–138.
51. White M.T., Rid M.D., Soima A.I. Comparison of single-stage and cascade systems of the Rankine organic cycle taking into account the influence of the degree of volumetric expansion on the efficiency of the expander. *Omsk Scientific Bulletin. A series of aviation-rocket and power engineering*, 2020, vol. 4, no. 3, pp. 90–100. In Rus.
52. Quoilin V., Broek S., Declaye M.V.D., Dewallef S., Lemort P. Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2013, vol. 22, pp. 168–186.
53. Madhawa Hettiarachchi H.D., Golubovic M., Worek W.M., Ikegami Y. Optimum design criteria for an Organic Rankine cycle using low-temperature geothermal heat sources. *Energy*, 2007, vol. 32, no. 9, pp. 1698–1706.
54. Saleh B., Koglbauer G., Wendland M., Fischer J. Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles. *Energy*, 2007, vol. 32, no. 7, pp. 1210–1221.

55. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W. Comparative analysis of natural and synthetic refrigerants in application to low temperature Clausius-Rankine cycle. *Energy*, 2007, vol. 32, no. 4, pp. 344–352.
56. Dai Y., Wang J., Gao L. Parametric optimization and comparative study of organic Rankine cycle (ORC) for low grade waste heat recovery. *Energy Convers. Manag.*, 2009, vol. 50, no. 3, pp. 576–582.
57. Galashov N.N., Tsibulskiy S.A. Thermal Efficiency of Three-Cycle Utilization-Type Steam-Gas Units. *Power Technology and Engineering Scientific Journal*, 2015, vol. 48, no. 6, pp. 459–463.
58. Galashov N.N., Tsibulskiy S.A. Parametric analysis of the diagram of the combined cycle gas turbine with a combination of three cycles for improving efficiency when operating in northern gas producing areas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 5, pp. 178–189. In Rus.

Received: 21 March 2023.

Reviewed: 10 April 2023.

Information about the authors

Stanislav A. Yankovsky, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Sergey V. Lavrinenko, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

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

Natalia S. Yankovskaya, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Denis L. Gamov, head of production and service department, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 550.837.3; 550.8.014; 504.064.3

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ХАРАКТЕР ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА НЕФТЕХРАНИЛИЩ В ДОЛИНЕ РЕКИ ВОЛГИ

Мингалева Татьяна Андреевна¹,
tatiana.mingaleva@bk.ru

Шакуро Сергей Владимирович²,
s.shakuro@gmail.com

Егоров Алексей Сергеевич¹,
egorov_as@pers.spmi.ru

¹ Санкт-Петербургский горный университет,
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, ул. 21-я линия В.О., 2.

² ООО «ФРОНТ геология»,
Россия, 603032, г. Нижний Новгород, ул. Героя Чугунова, 13.

Актуальность исследования обусловлена тем, что загрязнение грунтов нефтепродуктами имеет сложный динамичный характер в пространственно-временной области. Поэтому физические свойства грунтов при решении геофизических задач по оконтуриванию и определению мощности загрязнения могут под действием различных факторов меняться, расширяя круг поисковых признаков загрязнения. Определение физических параметров для участков, загрязненных нефтепродуктами, может помочь в дальнейшей эффективной параметризации углеводородного загрязнения в схожих геологических условиях.

Цель: обоснование построения обобщенной модели с указанием физических свойств грунтов территорий нефтебаз длительной эксплуатации (удельным электрическим сопротивлением, продольными и поперечными скоростями) для использования данных в последующих работах по рекультивации или повторном извлечении продукта.

Методы: анализ литературных источников по теме исследования; обработка и интерпретация полевого геофизического материала для нефтебаз, расположенных на берегу реки Волги; построение обобщенной модели с описанием физических характеристик грунтов по результатам геофизических исследований.

Результаты. Выполненные исследования характера загрязнения грунтов двух нефтебаз в районе реки Волги с привлечением материалов, опубликованных в отечественной и зарубежной литературе, позволили обосновать параметры обобщенной физико-геологической модели загрязнения грунтов нефтебаз. В общем случае распределение ареалов загрязнения подчиняется особенностям геологического строения и гидрогеологического режима рассматриваемых площадей и включает пять зон (верхний ареал, ареал загрязнения над безнапорным горизонтом, ареал просачивания в гидрогеологическом окне, ареал загрязнения грунтовых вод, зона вторичного накопления). Эта модель может использоваться для прогнозирования характера загрязнения грунтов, подстилающих резервуарные парки, сливно-наливные пункты, ремонтные мастерские автомашин, моечные площадки и автозаправочные станции и расположенных вблизи речных и озерных бассейнов. Модель распределения нефтепродуктов в грунтах будет иметь сложный характер, что также будет выражаться в геофизических разрезах.

Ключевые слова:

Легкие нефтепродукты, моделирование загрязнения нефтепродуктами, электроразведка, сейсморазведка, нефтебазы.

Введение

Загрязнение нефтепродуктами геологической среды на нефтехранилищах является актуальной экологической проблемой нашего времени. Нефтепродукты, излившиеся в грунты, не только загрязняют почвенный слой, но и резко ухудшают качество подземных вод. Эти продукты обычно представляют собой многокомпонентные органические смеси, состоящие из химических веществ с различной степенью растворимости в воде. Основными нефтепродуктами-загрязнителями являются органические соединения, такие как хлорированные углеводороды, полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), ароматические углеводороды (например, группа БТЭК: бензол, толуол, этилбензол и ксилол, фенолы и т. д.). Некоторые соединения (например, спирты) хорошо растворимы в воде. Другие компоненты (бензол, толуол, этилбензол и ксилолы) малорастворимы.

Загрязнению нефтепродуктами подвержены все компоненты геологической среды: почвы, грунты зо-

ны аэрации, грунты зоны водонасыщения, подземные и поверхностные воды. Почвы и грунты считаются загрязненными, если концентрация нефтепродуктов достигает величин, при которых в природных комплексах проявляются негативные экологические последствия.

Нефтепродукты, относящиеся к категории несмешивающихся с водой жидкостей (НВЖ), являются главными техногенными загрязнителями территорий нефтебаз. Различия в физических и химических свойствах воды и НВЖ приводят к образованию поверхностных раздела между жидкостями, препятствующими их смешиванию [1]. НВЖ, обладающая пониженной плотностью, формирует так называемую лёгкую безводную жидкость (лёгкие нефтепродукты), которая в английской литературе обозначается как LNAPL – light non-aqueous phase liquid [2, 3]. Согласно определению, LNAPL имеет меньшую плотность, чем вода, в отличие от DNAPL (dense non-aqueous phase liquid – тяжёлая («плотная») безводная жид-

кость), плотность которой выше, чем у воды. Как только LNAPL проникает в грунт, она локализуется выше уровня грунтовых вод, что отвечает его пониженной плотности.

В связи с колебанием уровня грунтовых вод с течением времени LNAPL могут достигать более глубоких зон. Углеводороды (например, керосин), относящиеся к категории «неполярных» соединений [4], образуют несмешивающиеся дискретные капли, не имеющие прямого контакта с поверхностью зерна внутри пор, заполненных водой. LNAPL представляют собой нерастворимую фазу, если в почве в виде твердой фазы отсутствуют фракции органического вещества.

За последнее время геофизические исследования проводились на различных загрязненных нефтепродуктами участках [5–7]. Для дальнейшего понимания эволюции загрязнения в недрах в рамках этих исследований проводилась регистрация изменения физических параметров загрязненных грунтов в мониторинговом режиме [8, 9]. Несмотря на большое количество исследований, связанных с изучением поведения различных физических параметров ареалов загрязнений, процессы формирования загрязнения и морфология разнотипных зон по-прежнему остаются неоднозначными. Опыт геофизических исследований показывает, что применение одного и того же метода на разных участках и даже в разных местах одного и того же участка может привести к совершенно разным результатам. Это в первую очередь связано с тем, что характеристики загрязнения изменяются в пространстве и во времени, что влияет на их физические параметры. Это обстоятельство не может не учитываться при проведении интерпретационных построений.

Причинами изменения физических величин могут являться микробные процессы, которые глубоко изменяют загрязненную среду, вызывая заметные изменения физических свойств, состава и концентрации растворенных углеводородов в поровых флюидах.

Поступление нефтяных углеводородов в подземную среду начинается со стадии их добычи и продолжается на всех последующих этапах их транспортировки, переработки, хранения и использования. В пределах городских территорий поступление углеводородов в грунтовую толщу связано с деятельностью резервуарных парков, сливно-наливных пунктов, ремонтных мастерских автомашин, моечных площадок и автозаправочных станций (АЗС). Одними из крупнейших источников загрязнения геологической среды углеводородами являются нефтехранилища или нефтебазы. Сеть нефтебаз покрывает большую часть территории России. В большинстве случаев они располагаются вблизи крупных рек, что определяется их транспортной доступностью. Многие базы хранения нефтепродуктов эксплуатируются в течение многих десятилетий. За такой длительный срок загрязнение успевает распространиться не только в приповерхностной части, но и по всему геологическому разрезу вплоть до водоносного горизонта. В последнее время на территориях нефтебаз растет запрос на исследования с целью определения ареалов загрязне-

ния нефтепродуктами для их дальнейшего повторного использования либо с целью рекультивации контаминанта. Для успешного решения поставленной цели необходимо иметь представления о площади распространения нефтепродуктов в грунтах и мощности загрязнения. Проблема параметризации ареалов загрязнения нефтепродуктами почвенных грунтов нефтебаз до конца не решена. Авторами предлагается обобщенная модель строения такого рода объектов, выполненная на основе обобщения данных с территорий нефтебаз, расположенных на берегу реки Волги, и составление физико-геологической модели грунтов нефтебаз для понимания поисковых признаков загрязнения, что особенно важно в условиях длительной эксплуатации нефтебаз.

Модели миграции нефтепродуктов в грунтах нефтебаз

При попадании на дневную поверхность нефтепродукты будут мигрировать вниз под действием силы тяжести. При небольшом объеме загрязняющего вещества, излившегося в грунт, фронт его будет перемещаться через ненасыщенную зону, где часть углеводорода будет удерживаться капиллярными силами в виде остаточных капель в порах почвы, тем самым истощая прилегающую массу нефтепродуктов до тех пор, пока движение не прекратится. При большем объеме контаминанта миграция будет продолжаться до тех пор, пока загрязнитель не встретит физический барьер (например, пласты с низкой проницаемостью) или не подвергнется воздействию выталкивающей силы вблизи уровня грунтовых вод. Как только капиллярная полоса достигнута, LNAPL может перемещаться вдоль нее в виде непрерывного слоя.

Основная миграция углеводородов происходит по направлению максимального понижения уровня грунтовых вод, и со временем контаминант достигает зоны разгрузки подземных вод, загрязняя водоёмы в близлежащих районах. Ограниченные объемы загрязнений первоначально могут мигрировать в других направлениях [1]. По мере того, как LNAPL приближается к уровню грунтовых вод, может начаться боковая миграция, которая контролируется распределением основной массы нефтепродуктов. Большая масса углеводородов может гидростатически подавлять капиллярную кайму и понижать уровень грунтовых вод. В случае если источник загрязнения удаляется, гидростатическое давление понижается и уровень грунтовых вод в конечном итоге восстанавливается.

На миграцию нефтепродуктов большое влияние оказывает геологическое и гидрогеологическое строение района нефтехранилищ. В частности, подповерхностная среда может иметь сложный характер распределения слоев. Например, нефтепродукты (НП) могут преимущественно мигрировать в боковом направлении по более проницаемым путям или накапливаться и мигрировать вдоль слоев с низкой проницаемостью над уровнем грунтовых вод (рис. 1).

Опыт авторов в исследовании загрязненных нефтепродуктами грунтов в прибрежных районах реки Волги показывает, что геологическое и гидрогео-

логическое строение может иметь более сложный характер. Само загрязнение может обнаруживаться ниже водоупорного слоя (суглинков), что требует дополнительных геофизических исследований.

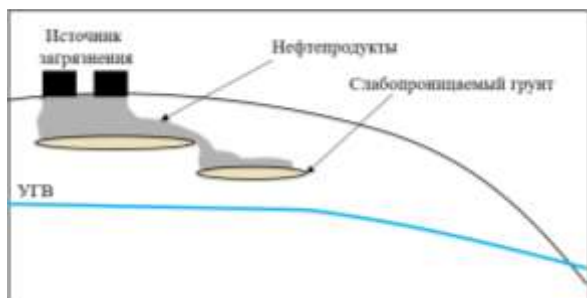


Рис. 1. Схема распространения нефтепродуктов в геологической среде с линзами слабopоницаемых грунтов до момента достижения НП уровня грунтовых вод (УГВ) (на основе [1])

Fig. 1. Scheme of LNAPL distribution in the geological environment with lenses of low-permeability soils until the moment when the contaminant reaches the ground-water level (based on [1])

Модель миграции углеводородов в грунтах прибрежной зоны верней и центральной Волги

В распоряжении авторов имеется материал по изучению двух нефтебаз в рассматриваемых регионах.

Первая из них расположена в Самарской области на берегу канала, примыкающего к реке Волге (рис. 2).

Первые выходы нефтепродуктов в канал были зарегистрированы еще в прошлом веке. Для решения проблемы загрязнения грунтов, подстилающих территорию нефтебазы, был разработан проект повторной добычи углеводородов из зон загрязнения и очистки грунтов и подземных вод. В ходе проекта со-

здана сеть добывающих скважин. Скважины пробурены в непосредственной близости от канала на расстоянии от 85 до 120 м от берега. На сегодняшний день проект утратил актуальность, так как притоки нефтепродуктов в добывающие скважины сократились до минимума, а выходы углеводородов на берегу канала не прекратились. В настоящее время нефтебаза законсервирована.

Строение верхней части разреза относительно простое: под техногенными грунтами и песками суммарной мощностью 2–5 м залегает слой суглинков мощностью в несколько метров, под которым снова обнаруживаются мелко- и среднезернистые пески, вмещающие первый от поверхности водоносный горизонт. Зеркало грунтовых вод в пределах участка претерпевает значительные сезонные колебания и залегает на глубинах 9–15 м.

По результатам предшествующих исследований и режимных наблюдений известен сложный характер углеводородного загрязнения территории, прилегающей к нефтебазе, который обусловлен множеством осложняющих факторов: наличием верховодки, значительными сезонными колебаниями уровней грунтовых вод, вариациями фильтрационных свойств водовмещающих и водоупорных пород.

На этой площади выполнены электроразведочные работы методами вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), электротомографии (ЭТ), сейсморазведки методом преломленных волн (МПВ). Дополнительно к геофизическому комплексу проводились газогеохимические съемки (суммарная концентрация CH_4 , CO_2 , O_2).

Геоэлектрический и сейсмический (МПВ) разрезы отработаны в направлении с севера на юг (рис. 3, 4).

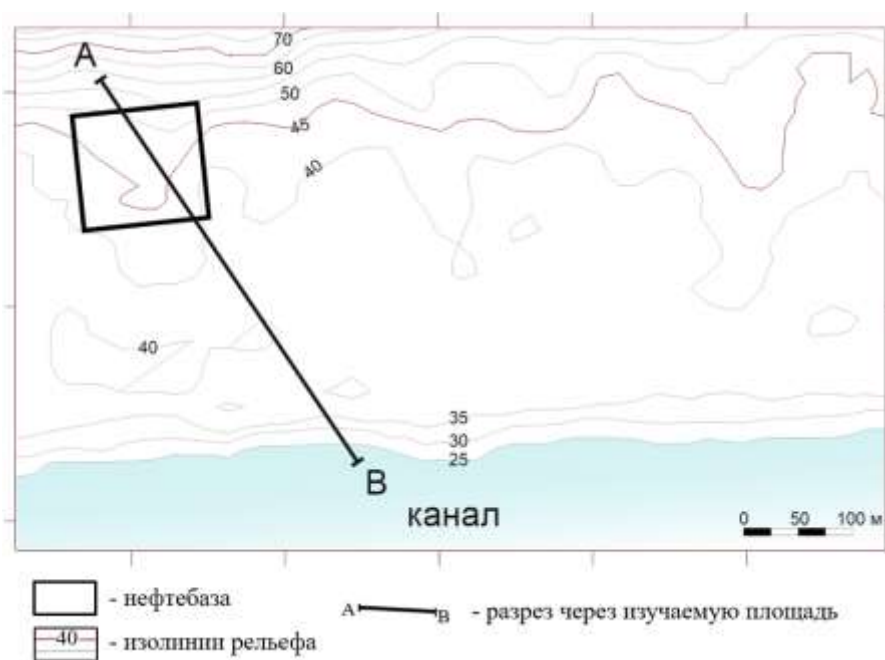


Рис. 2. Схема расположения нефтебазы в Саратовской области в прибрежной зоне канала, примыкающего к р. Волге

Fig. 2. Scheme of the location of the tank farm in the Saratov region in the coastal zone of the canal adjacent to the Volga river

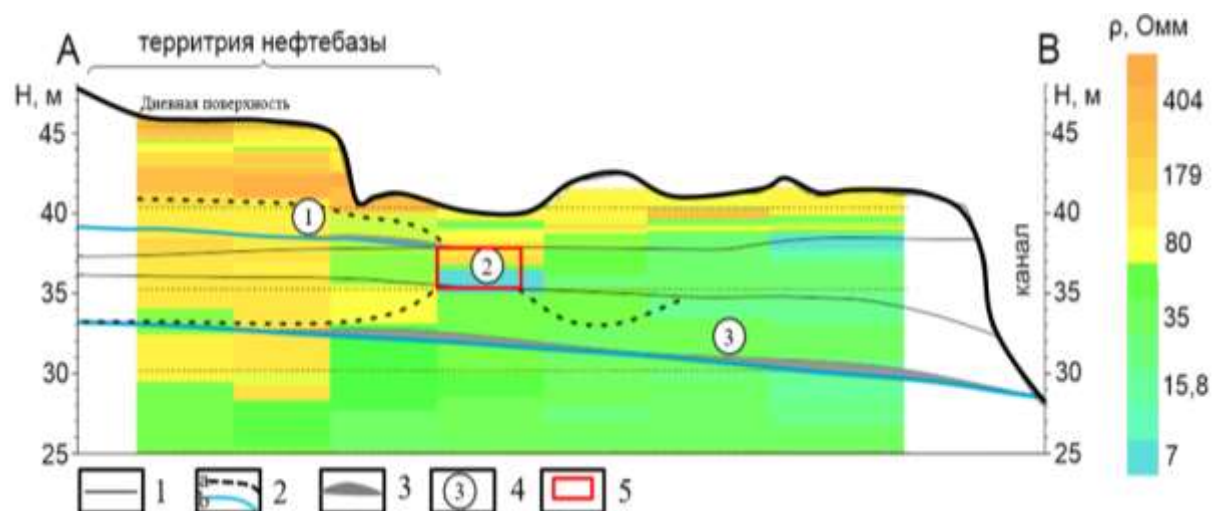


Рис. 3. Геоэлектрический разрез и результаты его геоэкологической интерпретации по линии А–В (вертикальная шкала – абсолютная отметка высоты): 1 – границы слоев; 2 – контур ареалов распространения деградации нефтепродуктов, характеризующихся пониженными значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) (а – верхняя кромка, б – нижняя кромка, отвечающая поверхности водоносного горизонта); 3 – линзы гравитационно-подвижных углеводородов; 4 – номер зоны загрязнения (иммобилизованное загрязнение грунтов нефтепродуктами над: 1 – верховодкой, 2 – уровнем грунтовых вод); 5 – гидрогеологическое окно в слое суглинков (зона 2)

Fig. 3. Geoelectric section and the results of its geoeological interpretation along the line A–B: 1 – layer boundaries; 2 – contour of the distribution areas of degradation of petroleum products, characterized by low values of resistivity (a – the upper edge, b – the lower edge corresponding to the surface of the aquifer); 3 – lenses of gravitationally mobile hydrocarbons; 4 – pollution zone number (immobilized soil contamination with oil products above: 1 – perched water, 2 – groundwater level); 5 – hydrogeological window in the loam layer (zone 2)

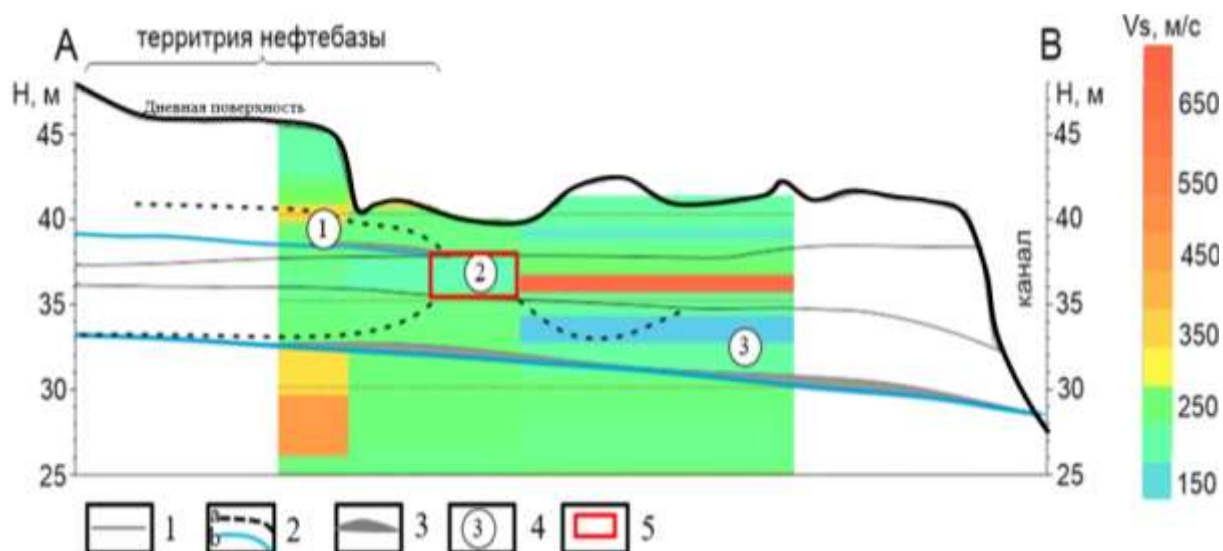


Рис. 4. Скоростной разрез и результаты его геоэкологической интерпретации по линии А–В (вертикальная шкала – абсолютная отметка высоты): 1 – границы слоев; 2 – контур ареалов распространения деградации нефтепродуктов, характеризующийся пониженными значениями УЭС (а – верхняя кромка, б – нижняя кромка, отвечающая поверхности водоносного горизонта); 3 – линзы гравитационно-подвижных углеводородов; 4 – номер зоны загрязнения (иммобилизованное загрязнение грунтов нефтепродуктами над: 1 – верховодкой, 2 – уровнем грунтовых вод); 5 – гидрогеологическое окно в слое суглинков (зона 2)

Fig. 4. Velocity section and results of its geoeological interpretation along the line A–B: 1 – layer boundaries; 2 – contour of the distribution areas of degradation of petroleum products, characterized by low values of resistivity (a – the upper edge, b – the lower edge corresponding to the surface of the aquifer); 3 – lenses of gravitationally mobile hydrocarbons; 4 – pollution zone number (immobilized soil contamination with oil products above: 1 – perched water, 2 – groundwater level); 5 – hydrogeological window in the loam layer (zone 2)

УЭС грунтов рассматриваемого песчано-глинистого разреза определяется его литологией: наибольшими значениями УЭС характеризуются чистые сухие пески;

наименьшими – влажные, глинистые пески и суглинки. Длительное загрязнение нефтепродуктами понижает УЭС грунтов в связи с деятельностью микроорганизмов,

например, [9], поэтому участки загрязнения нефтепродуктами и приуроченная к ним зона биодegradации, как правило, проявляются на геоэлектрических разрезах низкоомными ареалами. В северной части профиля наблюдается понижение УЭС в интервале глубин 5–10 м, что, по-видимому, обусловлено влиянием слоя верховодки и приуроченного к этой поверхности ареала загрязнения.

На сейсмическом разрезе также могут оцениваться отдельные параметры загрязнения. Основным результатом сейсморазведочных работ являлось изучение скоростных неоднородностей (рис. 4).

В ходе обработки сейсмограмм, полученных методом МПВ, по методике «многоканального анализа поверхностных волн (Multichannel Analysis of Surface Waves – MASW)» [10, 11] получены разрезы до глубины 20 м. По полученным разрезам изучались зако-

номерности распространения поперечных волн (V_s) в условиях загрязнения грунтов нефтепродуктами. В соответствии с результатом многочисленных научных исследований установлено, что снижение скорости сейсмических волн является индикатором прочностных характеристик грунтов [12]. При долговременном воздействии на грунты продуктов происходит биодegradация углеводородов с образованием органических кислот, которые разрушают минеральный скелет, вымывая из него некоторые минералы [13]. Поэтому, вероятнее всего, низкоскоростные аномалии могут рассматриваться в качестве индикаторов мест долговременного накопления нефтепродуктов.

Вторая нефтебаза располагается в Ярославской области на берегу реки Волги. Местоположение объекта представлено на рис. 5.

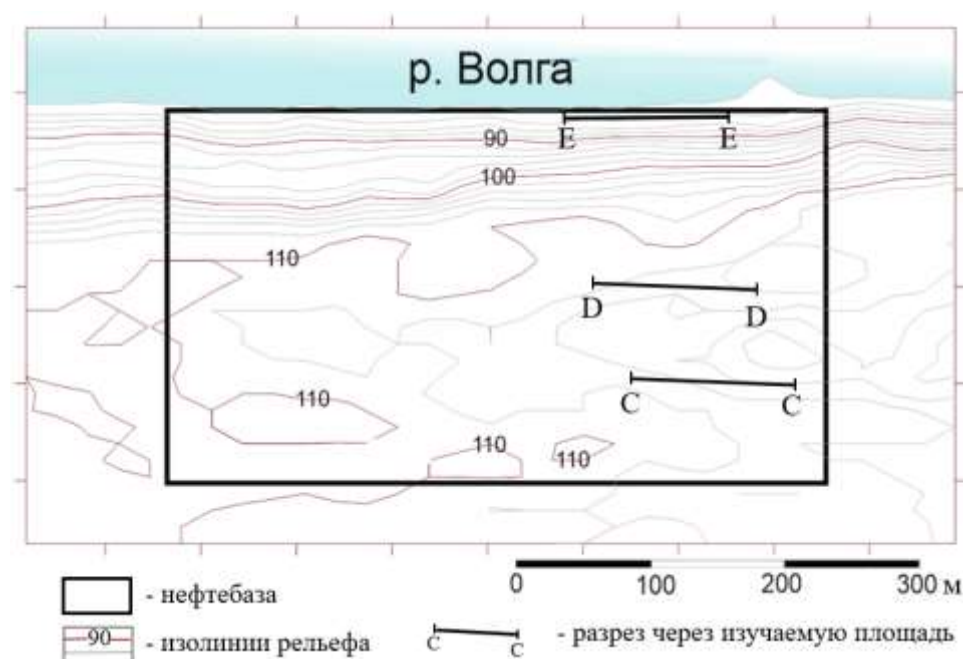


Рис. 5. Схема расположения нефтебазы в Ярославской области на берегу реки Волги

Fig. 5. Scheme of the location of the tank farm in the Yaroslavl region on the bank of the Volga River

Рельеф территории имеет выраженный уклон в сторону реки – на север. Нефтебаза также является нефункционирующим объектом.

Участок работ расположен в пределах речной и озерной террасы верхневалдайского времени. В геологическом разрезе в интервале глубин от дневной поверхности до 20 м принимают участие техногенные отложения, озерно-аллювиальные отложения первой надпойменной террасы, отложения московской морены, нерасчлененный комплекс флювиогляциальных и озерно-ледниковых отложений.

На рис. 6 приведены два варианта геоэлектрических разрезов для нефтебазы Ярославской области. Разрезы отображают положение двух слоев: маломощные (до 3–5 м) высокоомные (более 500 Ом) насыпные грунты; слой, представленный переслаиванием песков, суглинков и супесей мощностью до 20 м. Этот слой относительно однороден по УЭС и его параметры в общем случае не позволяют выделить ареалы загряз-

нения. В этих условиях необходимо выполнить дополнительный расчет статистических характеристик геоэлектрических разрезов с оценкой значений параметра «индикатор нефтенасыщенности» [14]:

$$P_{ВЭЗ} = \frac{УЭС(H_{УГВ} + h)}{УЭС(H_{УГВ} - h)},$$

где $H_{УГВ}$ – глубина уровня грунтовых вод; h – рассматриваемый диапазон глубин относительно УГВ, м.

Этот параметр ($P_{ВЭЗ}$) рассчитывается по отношению УЭС грунтов, расположенных выше уровня грунтовых вод, к УЭС водонасыщенных пород. На разрезе в значениях $P_{ВЭЗ}$ исключается влияние литолого-фациальной изменчивости пород.

Долговременное насыщение грунтов нефтепродуктами снижает удельное электросопротивление пород как в интервале дислокации линзы, так и над ним [12]. Повышение значений параметра $P_{ВЭЗ}$ более 1 маркирует ареалы проявления загрязненных толщ.

На всем протяжении геоэлектрического разреза В–В отмечается низкий коэффициент нефтегазонасыщения, что свидетельствует об отсутствии загрязнения грунтов. На разрезе С–С в интервалах 10–25,

30–45, 65–130 м индекс $R_{взз}$ превышает 1. Соответствующие ареалы рассматриваются нами как зоны загрязнения.

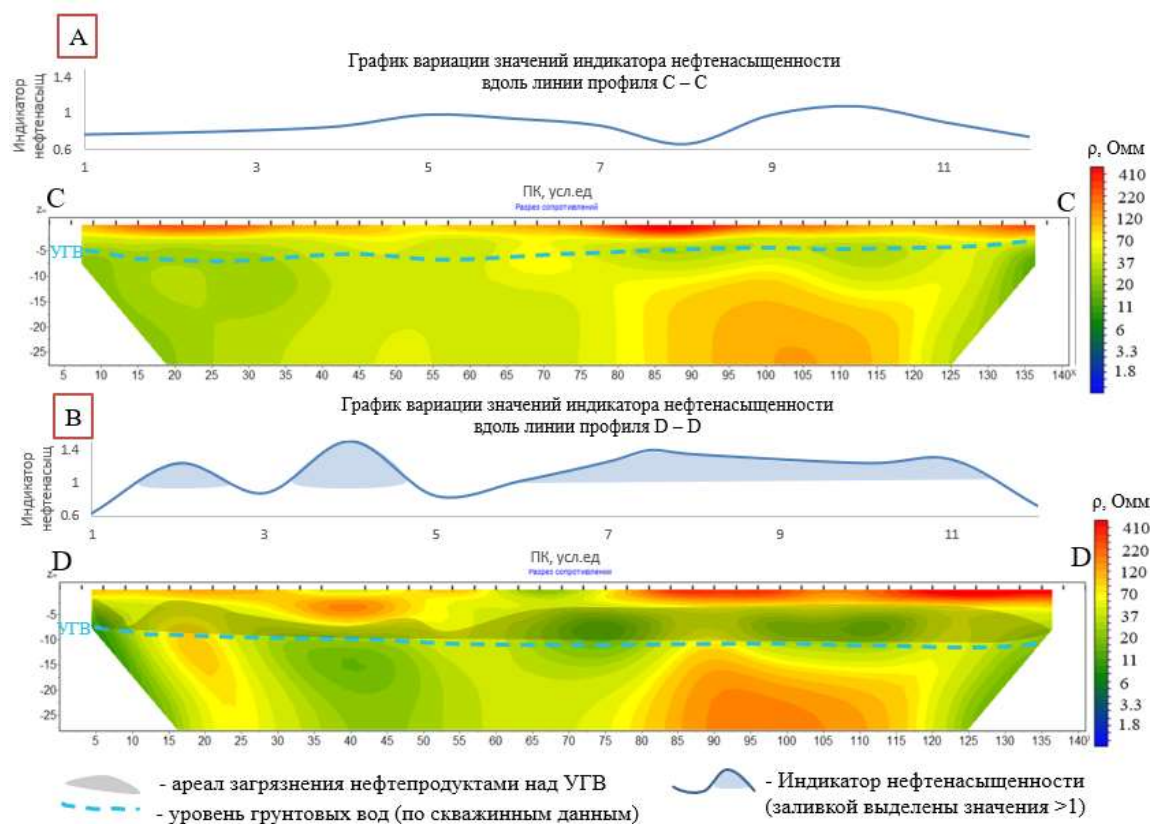


Рис. 6. Электротомографические разрезы: А) с отсутствующим ареалом загрязнения нефтепродуктами; В) при наличии ареала загрязнения нефтепродуктами в зоне аэрации

Fig. 6. Electrotomographic sections: А) with no area of oil pollution; В) if there is an area of oil pollution in the aeration zone

В ходе исследований метод естественного поля (ЕП) применялся для выделения зон наиболее интенсивной фильтрации грунтовых вод в реку. Информативность метода обусловлена тем, что при фильтрации воды через пористые породы возникают электрические «токи течения», вызванные избытком ионов одного знака (как правило, катионов) в перемещающейся жидкой фазе, что вызывает появление положительных аномалий естественного электрического поля, регистрируемых на поверхности земли [15]. Таким образом, метод ЕП может эффективно использоваться для оконтуривания зоны просачивания грунтовых вод в том числе из ареала загрязнения. Области просачивания согласуются с результатами электротомографии, где отмечаются аномалиями пониженного сопротивления (рис. 7).

Обобщенная физико-геологическая модель загрязнения нефтебаз

Выполненный анализ закономерностей распределения ареалов загрязнения для двух нефтебаз в бассейне реки Волги с учетом опубликованных зарубежных и отечественных геофизических исследований аналогичных объектов методами электроразведки и сейсморазведки позволил сформировать обобщенную модель, описывающую

характер распределения загрязнения нефтепродуктами в грунтах нефтебаз бассейна реки Волги.

Опорное сечение построено нами в направлении с севера на юг – от основного источника загрязнения до речного обрыва (рис. 8).

Загрязнения грунтов нефтебазы развиваются на фоне субгоризонтальных горизонтов верхней части разреза. В опорном разрезе последовательно сверху вниз выделяются:

- **Слой № I, представленный песками зоны аэрации,** мощностью 5–7 м имеет следующие петрофизические характеристики: $\rho=200\text{--}1000$ Ом·м, $V_p=400$ м/с, $V_s=310$ м/с;
- **Слой № II, представленный суглинками,** является водоупором мощностью 3–5 м и имеет следующие петрофизические характеристики: $\rho=20\text{--}120$ Ом·м, $V_p=500$ м/с, $V_s=400$ м/с. Слой прослеживается не повсеместно на площади исследований: в его сечении выделяются гидрогеологические окна, пронизываемые флюидами, в том числе загрязнениями.
- **Слой III, представленный песками,** выполняет разрез ниже водоупора и прослеживается на глубину до уровня грунтовых вод. Слой III имеет такие же петрофизические характеристики, что и слой № I.

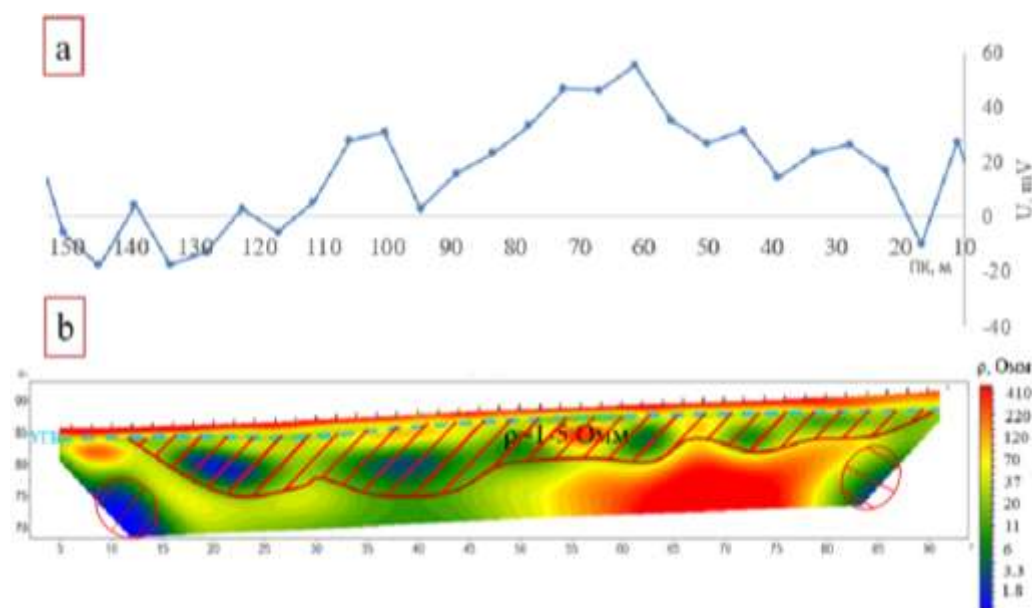


Рис. 7. Наблюдаемые значения естественного электрического поля (а) и электротомографический разрез (б) в сечении профиля В–В (зона фильтрации раствора грунтовых вод с нефтепродуктами выделена красной штриховкой)

Fig. 7. Observed values of the spontaneous polarization (a) and the electrotomographic section (b) in section B–B (filtration area of groundwater solution with LNAPL is highlighted in red)

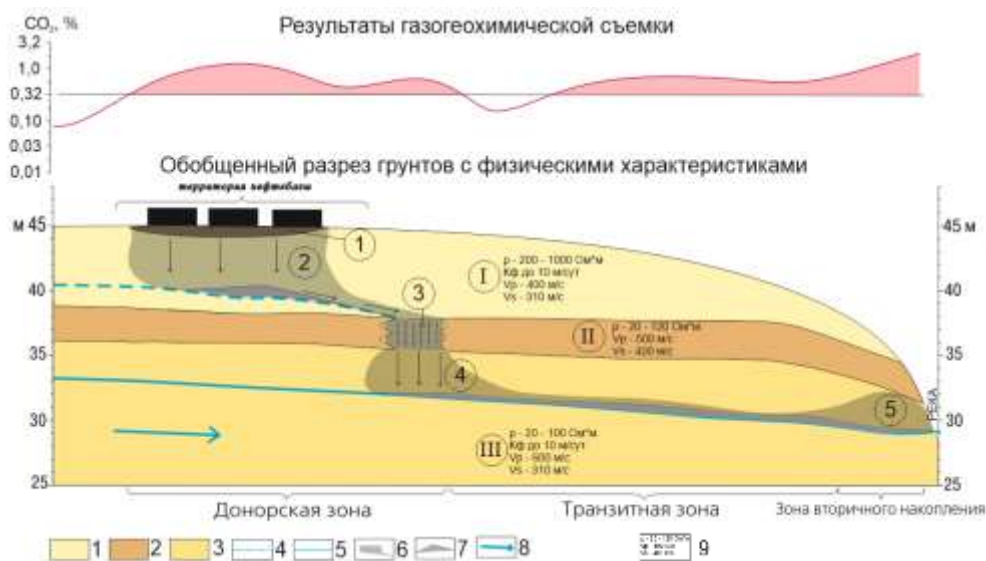


Рис. 8. Физико-геологическая модель распределения загрязнений грунтов реки Волги: Литология 1–3 (1 – насыпные грунты и сухие пески; 2 – суглинки; 3 – пески); 4 – уровень верховодки; 5 – уровень грунтовых вод; 6 – ареалы распространения иммобилизованных нефтепродуктов; 7 – линзы гравитационно-подвижных нефтепродуктов; 8 – направление движения грунтовых вод; 9 – физические характеристики грунтов (ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м; V_p – скорость продольных волн, м/с; V_s – скорость поперечных волн, м/с). Цифрами: I – пески зоны аэрации и их физические свойства, II – суглинки и их физические свойства, III – водонасыщенные пески и их физические свойства; 1 – приповерхностное загрязнение; 2 – загрязнение зоны аэрации и безнапорного водоносного горизонта; 3 – зона просачивания в гидрогеологическом окне; 4 – загрязнения грунтов над водоносным горизонтом; 5 – зона вторичного накопления нефтепродуктов (параметры загрязненных зон представлены в таблице)

Fig. 8. Physical-geological model of the distribution of soil pollution in the Volga River: Lithology 1–3 (1 – bulk soils and dry sands; 2 – loams; 3 – sands); 4 – level of the leader; 5 – groundwater level; 6 – distribution areas of immobilized oil products; 7 – lenses of gravitationally mobile oil products; 8 – groundwater movement direction; 9 – physical characteristics of soils (ρ – electrical resistivity, Ом·м; V_p – longitudinal wave velocity, m/s; V_s – shear-wave velocity, m/s). In numbers: I – sands of the aeration zone and their physical properties, II – loams and their physical properties, III – water-saturated sands and their physical properties; 1 – surface pollution; 2 – pollution of the aeration zone and free-flowing aquifer; 3 – seepage zone in the hydrogeological window; 4 – soil pollution above the aquifer; 5 – zone of secondary accumulation of oil products (parameters of contaminated zones are presented in Table)

В исследуемом разрезе выделяются следующие типы подземных вод:

1. *Верховодка*, расположенная на глубине 3–6 м, вскрытая наблюдательными скважинами, имеет следующие характеристики: $\rho=200\text{--}1000$ Омм, $V_p=400$ м/с, $V_s=310$ м/с.
2. *Грунтовые воды*, расположенные на глубине 7–14 м, проявляются на геоэлектрических и сейсмических разрезах следующими средними значениями: $\rho=200\text{--}100$ Омм, $V_p=600$ м/с, $V_s=310$ м/с.

Модель распространения легких нефтепродуктов в прибрежной зоне водоемов подразделяется на три зоны по латерали: донорскую, транзитную и зону вторичного накопления [16]. В указанных зонах происходят процессы распространения и аккумуляции нефтепродуктов, что отражается на физических свойствах грунтов благодаря активным химическим и биологическим реакциям, что, как следствие, влияет на результаты геофизических исследований. В соответствии с авторской физико-геологической моделью прибрежной зоны реки Волги загрязнения нефтепродуктами приурочены к имеющимся в геологической среде водоносным слоям.

Донорская зона представлена следующими ареалами:

1. Верхний ареал, подстилающий нефтеналивные резервуары, представляет собой приповерхностное загрязнение почв, мощностью 1–2 м. Этот слой имеет физические характеристики: $\rho=60\text{--}200$ Омм, $V_p=350$ м/с, $V_s=210$ м/с, что отличает его от вмещающей среды.
2. Ареал загрязнения над безнапорным водоносным горизонтом мощностью 4–5 м имеет физические характеристики: $\rho=60\text{--}200$ Омм, $V_p=350$ м/с, $V_s=210$ м/с.

Таблица. Физические характеристики ареалов загрязнений по данным геофизических исследований

Table. Physical characteristics of pollution areas according to geophysical survey data

№ ареала Area number	ρ , Омм/Ohm-m	V_p , м/с/m/s	V_s , м/с/m/s
1	60–200	350	210
2	60–110	350	210
3	10–50	450	300
4	20–80	350	210
5	5–20	350	210

Транзитная зона представлена такими ареалами, как:

3. Ареал просачивания в гидрогеологическом окне водоупорного слоя предположительно имеет размер по вертикали до 3 м и физические характеристики: $\rho=10\text{--}50$ Омм, $V_p=450$ м/с, $V_s=300$ м/с.
4. Ареал загрязнения нижнего водоносного горизонта, локализованный выше уровня грунтовых вод,

мощностью 1–3 м имеет физические характеристики: $\rho=20\text{--}80$ Омм, $V_p=350$ м/с, $V_s=210$ м/с.

5. Отдельно выделяется зона вторичного накопления мощностью 1–2 м, имеет физические характеристики: $\rho=5\text{--}20$ Омм, $V_p=350$ м/с, $V_s=210$ м/с.

В систематизированном виде петрофизические характеристики ареалов загрязнения представлены в таблице.

Заключение

Таким образом, выполненные исследования характера загрязнения грунтов двух нефтебаз в районе реки Волги с привлечением материалов, опубликованных в отечественной и зарубежной литературе [17–19], позволили обосновать параметры обобщенной физико-геологической модели загрязнения грунтов нефтебаз. В общем случае распределение ареалов загрязнения подчиняется особенностям геологического строения и гидрогеологического режима рассматриваемых площадей и включает пять зон:

1. Верхний ареал, подстилающий нефтеналивные резервуары, представляет собой приповерхностное загрязнение почв мощностью 1–2 м. Этот слой имеет физические характеристики: $\rho=60\text{--}200$ Омм, $V_p=350$ м/с, $V_s=210$ м/с, что отличает его от вмещающей среды.
2. Ареал загрязнения над безнапорным водоносным горизонтом мощностью 4–5 м имеет физические характеристики: $\rho=60\text{--}200$ Омм, $V_p=350$ м/с, $V_s=210$ м/с.
- Транзитная зона представлена:
3. Ареал просачивания в гидрогеологическом окне водоупорного слоя предположительно имеет размер по вертикали до 3 м и физические характеристики: $\rho=10\text{--}50$ Омм, $V_p=450$ м/с, $V_s=300$ м/с.
4. Ареал загрязнения нижнего водоносного горизонта, локализованный выше уровня грунтовых вод, мощностью 1–3 м имеет физические характеристики: $\rho=20\text{--}80$ Омм, $V_p=350$ м/с, $V_s=210$ м/с.
5. Отдельно выделяется зона вторичного накопления мощностью 1–2 м, имеет физические характеристики: $\rho=5\text{--}20$ Омм, $V_p=350$ м/с, $V_s=210$ м/с.

Эта модель может использоваться для прогнозирования характера загрязнения резервуарных парков, сливно-наливных пунктов, ремонтных мастерских автомашин, мочных площадок и автозаправочных станций, расположенных вблизи речных и озерных бассейнов.

Стоит отметить, что комплексная интерпретация материалов снижает неоднозначность решения обратной задачи [20–22]. Для лучшего построения геологических моделей по геофизическим данным разрабатываются новые методические решения по комплексированию геофизических методов в полевых условиях [23], также создаются новые алгоритмы совместной интерпретации данных нескольких методов [24, 25].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Light nonaqueous phase liquids / C.J. Newell, S.D. Acree, R.R. Ross, S.S. Huling. – USA: U.S. Environmental Protection Agency, Ground Water Issue, 1995. – 28 p.

2. An assessment of the effects of crude oil pollution on soil properties / M. Marinescu, M. Toti, V. Tanase, V. Carabulea, G. Ploeanu, I. Calciu // Ann. Food Sci. Technol. – 2010. – № 11. – P. 94–99.

3. Hydrogeophysical imaging of deposit heterogeneity and groundwater chemistry changes during DNAPL source zone bioremediation / J.E. Chambers, P.B. Wilkinson, G.P. Wealthall, M.H. Loke, R. Dearden, R. Wilson, D. Allen, R.D. Ogilvy // J. Contam. Hydrol. – 2010. – V. 118 (1–2). – P. 43–61.
4. Delineation of hydrocarbon contaminants with multi-frequency complex conductivity imaging / A. Flores Orozco, P. Ciampi, K. Timea, M. Censini, M. Papini, G.P. Deidda, G. Cassiani // Science of The Total Environment. – 2021. – V. 768. – P. 144997.
5. Sanuade O.A., Arowoogun K.I., Amosun J.O. A review on the use of geoelectrical methods for characterization and monitoring of contaminant plumes // Acta Geophys. – 2022. – № 70. – P. 2099–2117.
6. GPR-4D monitoring a controlled LNAPL spill in a masonry tank at USP, Brazil / L. Bertolla, J.L. Porsani, F. Soldovieri, I. Catapano // Journal of Applied Geophysics. – 2014. – V. 103. – P. 237–244.
7. Шкабарня Н. Г., Шкабарня Г. Н. Картирование нефтяных загрязнений геологической среды с помощью геофизических методов // Вологодские чтения. – 2008. – № 5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kartirovanie-neftyanyh-zagryazneniy-geologicheskoy-sredy-s-pomoschyu-geofizicheskikh-metodov> (дата обращения: 16.01.2023).
8. 3D electrical resistivity tomography to locate DNAPL contamination around a housing estate / V. Naudet, J.C. Gourry, F. Girard, F. Mathieu, A. Saada // Near Surface Geophysics. – 2014. – № 12 (3). – P. 351–360.
9. Self-potential monitoring of a crude oil-contaminated site (Trecate, Italy) / V. Giampaolo, E. Rizzo, K. Titov, P. Konosavsky, D. Laletina, A. Mainault, V. Lapenna. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. – 5842 p.
10. Park C.B., Miller R.D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves // Geophysics. – 1999. – V. 64. – P. 800–808.
11. Sauck W.A. A model for the resistivity structure of LNAPL plumes and their environs in sandy sediments // Journal of Applied Geophysics. – 2000. – № 44. – P. 151–165.
12. Rajabi H., Sharifipour M. Geotechnical properties of hydrocarbon-contaminated soils: a comprehensive review // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. – 2019. – 78. – P. 3685–3717.
13. Field evidence for geophysical detection of subsurface zones of enhanced microbial activity / E.A. Atekwana, E. Atekwana, F.D. Legall, R.V. Krishnamurthy // Geophysical Research Letters. – 2004. – V. 31. – № 23. – P. 1–5.
14. Галин Д.Л. Интерпретация данных инженерной геофизики. – М.: Недра, 1989. – 114 с.
15. Шакуро С.В., Боровский М.Я. Эффективность геофизических методов при обследовании шламонакопителей предприятий нефтеперерабатывающей промышленности // Управление техносферой: электрон. журнал. – 2021. – Т. 4. Вып. 1. – С. 75–87. URL: <https://technosphere-ing.ru> (дата обращения: 16.01.2023).
16. Максимович Н.Г., Хайрулина Е.А. Геохимические барьеры и охрана окружающей среды. – Пермь: Перм. гос. ун-т, 2011. – 248 с.
17. Сарапулова Г.И. Геохимический подход в оценке воздействия техногенных объектов на почвы // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 388–392.
18. Биогеохимическая оценка состояния почвенно-растительного покрова в промышленных, селитебных и рекреационных зонах Санкт-Петербурга / М.А. Пашкевич, Д. Бек, В.А. Матвеева, А.В. Алексеев // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 125–130.
19. Шулаев Н.С., Пряничникова В.В., Кадыров Р.Р. Закономерности электрохимической очистки нефтезагрязненных грунтов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 937–946.
20. Алексеев И.В., Дашко Р.Э. К вопросу о роли биокоррозионных процессов в подземной среде мегаполисов // Инженерная геология. – 2016. – № 1. – С. 22–29.
21. Результаты комплексных геофизических исследований по поиску склепов на территории загородного некрополя Херсонеса Таврического в Карантинной балке / В.В. Глазунов, А.С. Агеев, Г.Д. Горелик, Т.В. Сарапулкина // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – С. 1–9.
22. Григорьев Г.С., Салищев М.В., Сенчина Н.П. О применимости способа электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 492–500.
23. Integration of seismic refraction and fracture-induced electromagnetic radiation methods to assess the stability of the roof in mine-workings / S. Daniliev, N. Danileva, S. Mulev, V. Frid // Minerals. – 2022. – № 12. – P. 609–630.
24. Sysoev A.P., Gorelik G.D. Parametric method of compensation for near-surface heterogeneity in processing CDP data // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – V. 5. – P. 763–768.
25. Мовчан И.Б., Шайгаллямова З.И., Яковлева А.А. Выявление факторов структурного контроля коренных золоторудных проявлений методом беспилотной аэромагниторазведки на примере Нерюнгринского района Якутии // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 217–233.

Поступила: 17.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 04.04.2023 г.

Информация об авторах

Мингалева Т.А., аспирант Санкт-Петербургского горного университета.

Шакуро С.В., генеральный директор ООО «ФРОНТ геология».

Егоров А.С., доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизики Санкт-Петербургского горного университета.

UDC 550.837.3; 550.8.014; 504.064.3

FEATURES OF THE STRUCTURE AND NATURE OF POLLUTION OF THE UPPER PART OF THE SECTION OF OIL STORAGE FACILITIES IN THE VOLGA RIVER VALLEY

Tatiana A. Mingaleva¹,
tatiana.mingaleva@bk.ru

Sergey V. Shakuro²,
s.shakuro@gmail.com

Alexey S. Egorov¹,
egorov_as@pers.spmi.ru

¹ Saint-Petersburg Mining University,
2, Vasilyevsky Island, 21 line, St. Petersburg, 199106, Russia.

² LLC «FRONT Geology»,
13, Geroy Chugunov street, Nizhny Novgorod, 603032, Russia.

The relevance of the study is caused by the fact that soil pollution with oil products has a complex dynamic character in the spatio-temporal region. Therefore, the physical properties of soils in solving geophysical problems of contouring and determining the thickness of pollution can change under the influence of various factors, expanding the range of search signs of pollution. Determination of physical parameters for areas of oil pollution, similar in nature of development and geological conditions, can help in the future for the effective parameterization of hydrocarbons in soils.

The main aim is to build a generalized model with physical properties (electrical resistivity, compressional and shear-wave velocities) for the soils of long-term oil depot territories.

Methods: analysis of literary sources on the research topic; processing and interpretation of field geophysical material for tank farms located on the banks of the Volga River; building a generalized model with a description of the physical characteristics of soils based on the results of geophysics for the soils of tank farms.

Results. The authors have studied the nature of soil pollution of two oil depots in the Volga River region using materials published in domestic and foreign literature, which made it possible to substantiate the parameters of a generalized physical-geological model of soil pollution of oil depots. In the general case, the distribution of pollution areas is subject to the features of the geological structure and hydrogeological regime of the areas under consideration and generally includes five zones (the upper area, the area of pollution above the free-flow horizon, the area of seepage in the hydrogeological window, the area of groundwater pollution, the zone of secondary accumulation). This model can be used to predict the nature of pollution in tank farms, loading and unloading points, car repair shops, washing sites and gas stations located near river and lake basins. The model of distribution of oil products in soils will be complex, which will also be expressed in geophysical sections.

Key words:

Light non-aqueous phase liquids, oil pollution modeling, electrical exploration, seismic exploration, tank farms.

REFERENCES

- Newell C.J., Acree S.D., Ross R.R., Huling S.S. *Light nonaqueous phase liquids*. USA, U.S. Environmental Protection Agency, Ground Water Issue, 1995. 28 p.
- Marinescu M., Toti M., Tanase V., Carabulea V., Ploeanu G., Calciu I. An assessment of the effects of crude oil pollution on soil properties. *Ann. Food Sci. Technol.*, 2010, no. 11, pp. 94–99.
- Chambers J.E., Wilkinson P.B., Wealthall G.P., Loke M.H., Dearden R., Wilson R., Allen D., Ogilvy R.D. Hydrogeophysical imaging of deposit heterogeneity and groundwater chemistry changes during DNAPL source zone bioremediation. *J. Contam. Hydrol.*, 2010, 118 (1–2), pp. 43–61.
- Flores Orozco A., Ciampi P., Timea K., Censini M., Papini M., Deidda G.P., Cassiani G. Delineation of hydrocarbon contaminants with multi-frequency complex conductivity imaging. *Science of The Total Environment*, 2021, vol. 768, pp. 144997.
- Sanuade O.A., Arowoogun K.I., Amosun J.O. A review on the use of geoelectrical methods for characterization and monitoring of contaminant plumes. *Acta Geophys.*, 2022, no. 70, pp. 2099–2117.
- Bertolla L., Porsani J.L., Soldovieri F., Catapano I. GPR-4D monitoring a controlled LNAPL spill in a masonry tank at USP, Brazil. *Journal of Applied Geophysics*, 2014, vol. 103, pp. 237–244.
- Shkabarnya N.G., Shkabarnya G.N. Kartirovanie neftyanykh zagryazneniy geologicheskoy sredy s pomoshchyu geofizicheskikh metodov [Mapping of oil pollution of the geological environment using geophysical methods]. *Vologda Readings*, 2008, no. S. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/kartirovanie-neftyanykh-zagryazneniy-geologicheskoy-sredy-s-pomoschyu-geofizicheskikh-metodov> (accessed 16 January 2023).
- Naudet V., Gourry J.C., Girard F., Mathieu F., Saada A. 3D electrical resistivity tomography to locate DNAPL contamination around a housing estate. *Near Surface Geophysics*, 2014, no. 12 (3), pp. 351–360.
- Giampaolo V., Rizzo E., Titov K., Konosavsky P., Laletina D., Mainault A., Lapenna V. *Self-potential monitoring of a crude oil-contaminated site (Trecate, Italy)*. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 2013. 5842 p.
- Park C.B., Miller R.D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves. *Geophysics*, 1999, vol. 64, no. 3, pp. 800–808.
- Sauk W.A. A model for the resistivity structure of LNAPL plumes and their environs in sandy sediments. *Journal of Applied Geophysics*, 2000, no. 44, pp. 151–165.
- Rajabi H., Sharifipour M. Geotechnical properties of hydrocarbon-contaminated soils: a comprehensive review. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2019, vol. 78, no. 5, pp. 3685–3717.
- Atekwana E.A., Atekwana E., Legall F.D., Krishnamurthy R.V. Field evidence for geophysical detection of subsurface zones of enhanced microbial activity. *Geophysical Research Letters*, 2004, vol. 31, no. 23, pp. 1–5.
- Galin D.L. *Interpretatsiya dannykh inzhenernoy geofiziki* [Interpretation of engineering geophysics data]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 114 p.

15. Shakuro S.V., Borovsky M.Ya. Effektivnost geofizicheskikh metodov pri obsledovanii shlamonakopiteley predpriyatiy neftepererabatyvayushchey promyshlennosti [Efficiency of geophysical methods in the survey of sludge reservoirs of oil refining industry enterprises]. *Management of the technosphere*, 2021, vol. 4, pp. 75–87. Available at: <https://technosphere-ing.ru> (accessed 16 January 2023).
16. Maksimovich N.G., Khairulina E.A. *Geokhimicheskie barery i okhrana okruzhayushchey sredy* [Geochemical barriers and environmental protection]. Perm, Perm State University Publ., 2011. 248 p.
17. Sarapulova G.I. Geochemical approach in assessing the technogenic impact on soils. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 388–392. In Rus.
18. Pashkevich M.A., Bech J., Matveeva V.A., Alekseenko A.V. Bio-geochemical assessment of soils and plants in industrial, residential and recreational areas of Saint Petersburg, *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 241, pp. 125–130. In Rus.
19. Shulaev N.S., Pryanichnikova V.V., Kadyrov R.R. Regularities of electrochemical cleaning of oil-contaminated soils. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 252, pp. 937–946.
20. Alekseev I. V., Dashko R. E. On the role of biocorrosion processes in the underground environment of megacities. *Engineering Geology*, 2016, no. 1, pp. 22–29. In Rus.
21. Glazunov V.V., Ageev A.S., Gorelik G.D., Sarapulkina T.V. Results of comprehensive geophysical studies on the search for Crypts on the territory of suburban necropolis of Tauric Chersonese in the Karantinnaya Balka. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 247, pp. 1–9.
22. Grigorev G.S., Salishchev M.V., Senchina N.P. On the applicability of electromagnetic monitoring of hydraulic fracturing, *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 250, pp. 492–500.
23. Daniliev S., Danileva N., Mulev S., Frid V. Integration of seismic refraction and fracture-induced electromagnetic radiation methods to assess the stability of the roof in mine-workings. *Minerals*, 2022, no. 12, pp. 609–630.
24. Sysoev A.P., Gorelik G.D. Parametric method of compensation for near-surface heterogeneity in processing CDP data. *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 5, no. 6, pp. 763–768.
25. Movchan I.B., Shaygallyamova Z.I., Yakovleva A.A. Identification of structural control factors of primary gold ore occurrences by method of unmanned aeromagnetic survey by the example of the Neryungriskiy district of Yakutia, *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 254, pp. 217–233.

Received: 17 January 2023.

Reviewed: 4 April 2023.

Information about the authors

Tatiana A. Mingaleva, graduate student, Saint-Petersburg Mining University.

Sergey V. Shakuro, general manager, LLC «FRONT Geology».

Alexey S. Egorov, Dr. Sc., professor, Saint-Petersburg Mining University.

УДК 553.98

ПЛОТНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ГЛУБИННОГО ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ТЕРРИТОРИИ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Крутенко Даниил Сергеевич¹,
dskrutenko@gmail.com

Исаев Валерий Иванович¹

Кузьменков Станислав Григорьевич²,
ksg.1948@yandex.ru

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

² Югорский государственный университет,
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

Актуальность. В главенствующей осадочно-миграционной теории геотермический режим недр рассматривается в качестве основного фактора реализации нефтегенерационного потенциала. В связи с этим представляет интерес развивать геотермию как метод разведочной геофизики для прогнозирования и оценки перспектив нефтегазоносности. Задачи прогноза сводятся к выявлению локальных аномалий теплового поля и установлению их связи со скоплениями углеводородов. Этот метод хорошо показывает себя для доразведки территорий с развитой инфраструктурой и большим фондом скважин, так как основан на моделировании и анализе имеющейся информации и исключает проведение дополнительных полевых работ.

Цель: определение на качественном и количественном уровне взаимосвязи глубинного теплового потока и нефтегазоносности, а также градиентных зон теплового потока с локализацией месторождений углеводородов на территории западной части Томской области.

Объект: тепловое поле и нефтегазоносность западной части Томской области.

Предмет. Тепловое поле охарактеризовано параметрами плотности глубинного теплового потока и горизонтальным градиентом теплового потока. Месторождения углеводородов были разделены по типу флюидов на нефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные.

Методы. Расчет теплового потока производился с помощью метода палеотемпературного моделирования. Территория исследования была разделена сеткой с ячейками 20×20 км с шагом 10 км. В центре каждой ячейки сетки интерполяцией (методом Kriging) были определены значения теплового потока и рассчитан модуль горизонтального градиента теплового потока по пятиточечной формуле. Для этих же ячеек рассчитан количественный параметр нефтегазоносности – плотность нефтегазоносности. Для выявления взаимосвязей на количественном уровне был проведен корреляционно-регрессионный анализ. Для выявления связи плотности теплового потока и горизонтального градиента теплового потока с локализацией месторождений углеводородов с различным типом флюидов проводился однофакторный дисперсионный анализ.

Результаты. Важнейшим результатом является выявление закономерностей распределения в тепловом поле месторождений с различным типом флюидов. Проведенный корреляционный анализ показал высокосignificance коэффициенты корреляции.

Выводы. Нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения тяготеют к средним значениям теплового потока (52 мВт/м²), а газоконденсатные – к высоким тепловым потокам (57 мВт/м²). В ряду месторождений нефтяные–нефтегазоконденсатные–газоконденсатные величина модуля горизонтального градиента теплового потока увеличивается. Средние значения градиентов для каждого типа статистически значимо отличаются друг от друга. В связи с этим намечается формирование геотермического количественного критерия для прогнозирования типа флюида залежей на перспективных участках. В областях высоких значений теплового потока (>56 мВт/м²) получена количественная высокосignificance зависимость ($r=0,53$) плотности теплового потока с плотностью нефтегазоносности. Между горизонтальным градиентом теплового потока и плотностью нефтегазоносности выявлена слабая корреляция ($r=0,3$).

Ключевые слова:

аномалии теплового поля, тепловой поток, нефтегазоносность, градиентные зоны теплового потока, юго-восток Западной Сибири.

Введение

О существовании связи неоднородностей теплового поля с локализацией месторождений углеводородов (УВ) известно с 30-х гг. прошлого века [1]. Однако причины наличия такой связи далеко не однозначны. Вопрос о том, является ли неоднородность теплового поля одним из факторов, благоприятно влияющих на формирование залежей углеводородов, или же сами залежи УВ вызывают аномалии теплового поля, остается дискуссионным. Ответы на этот вопрос у исследователей-геотермиков расходятся.

Авторы работ [1–3] полагают, что именно формирование залежей УВ является причиной существования положительных аномалий теплового поля над месторождениями УВ. При этом причинами аномалий температурного градиента над нефтяными и газовыми месторождениями является боковое [1] и восходящее [1, 2] движение флюидов, а также экзотермические процессы при образовании УВ из органического вещества [3].

Существует и противоположное мнение: геотемпературные аномалии не обусловлены наличием в их

пределах УВ скоплений, поскольку размеры и форма зон повышенных глубинных тепловых потоков не совпадают с размерами и формой месторождений. Отсюда следует, что либо энергетический эффект процессов образования залежей нефти и газа незначителен, либо формирование подавляющего числа залежей завершилось достаточно давно [4].

Поскольку причины возникновения наблюдаемых аномалий глубинного теплового потока, в том числе над месторождениями углеводородов, до сих пор не объяснены, потенциал геотермического метода как метода разведочной геофизики пока в полной мере не реализован.

Однако уже существуют положительные примеры применения геотермических исследований для оценки перспектив нефтегазоносности [5]. При этом прогноз может выполняться на региональном и локальном уровнях. На региональном уровне критерием может служить характеристика геотермического режима бассейна. Р.Д. Родниковой было установлено, что на западе Тихоокеанского тектонического пояса 57 % основных доказанных запасов нефти содержатся в бассейнах с напряженным геотермическим режимом. Плотность запасов в высокорезимных полях в 9 раз больше, чем в среднерезимных, и в 12 раз – чем в низкорезимных. Данный вывод был подтвержден Х. Дугласом Клеммом, который установил приуроченность многих месторождений-гигантов к зонам тепловых потоков, повышенных относительно фоновых значений [6].

Задачи локального прогноза сводятся к выявлению локальных аномалий теплового поля и установлению их связи со скоплениями УВ [6]. По некоторым оценкам, залежи нефти и газа находятся преимущественно в зонах значительных неоднородностей глубинного теплового потока, частным случаем которых являются положительные геотемпературные аномалии [4]. Томская группа геотермиков в результате изучения поля теплового потока Останинской группы месторождений Томской области и п-ва Ямал подтвердила, что месторождения УВ тяготеют к высокоградиентным зонам теплового потока [7].

Некоторые авторы делают попытки связать локализацию месторождений УВ с другими параметрами теплового поля, например, в работах [2, 8] залежи УВ связывают с диапазоном повышенных геотемпературных градиентов. В работе [8] по карте геотемпературного градиента делают попытку предсказать расположение скважин, которые могут дать притоки УВ.

Целью настоящей работы является определение на качественном и количественном уровне взаимосвязи глубинного теплового потока и нефтегазоносности, а также градиентных зон теплового потока с локализацией месторождений углеводородов на территории западной части Томской области.

Исследование крупной зоны нефтенакпления (порядка 120 тыс. кв. км), сосредоточенной на западе Томской области, проводится на основе детализированной карты теплового потока, что выгодно отличает данную работу от ранее проведенных исследований по Западной Сибири. Данное исследование явля-

ется продолжением комплексного исследования геологических причин вариаций теплового потока в пределах юго-востока Западной Сибири [9, 10].

Территория исследования

Исследование проводится для территории, включающей западную часть Томской области, на которой выявлено большинство месторождений региона (рис. 1). Здесь находятся 4 из известных 107 гигантских месторождений Западно-Сибирского осадочного бассейна: Советское, Лугинецкое, Казанское, Мыльджинское [11].

Территория исследований относится к Центрально-Западносибирской складчатой системе [12], имеющей герцинский возраст. На исследуемой территории получили развитие три грабен-рифта триасового возраста, имеющие северо-восточное направление: Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузикский, которые пересекают Назино-Сенькинский мегаантиклинорий на три блока. На юго-западе территории получил развитие Межовский срединный массив. Его опущенный блок перекрыт осадочными отложениями, образующими Нюрольский прогиб, с которым связывают перспективы нефтегазоносности доюрского фундамента.

На поверхность фундамента выходят силурийские, девонские, каменноугольные, пермские и, локально, вулканогенные триасовые образования.

Тектонические структуры осадочного чехла отличаются высокой унаследованностью структур фундамента. На территории исследования получили развитие 11 структур первого порядка: 7 положительных структур, среди которых Нижневартовский, Александровский, Каймысовский своды, Среднеvasюганский, Пыль-Караминский и Пудинский мегавалы, Парабельский мегавыступ, 2 отрицательные структуры: Нюрольская и Усть-Тымская мегавпадины, 2 промежуточные структуры: Северо-Парабельская и Северо-Межовская мегамоноклинали (рис. 1).

Осадочный разрез территории сложен отложениями мезозойско-кайнозойского возраста. В основании осадочного чехла залегают нижнеюрские отложения урманской, тогурской, салатской свит. Эти свиты заполняют отрицательные палеоформы доюрского рельефа и выклиниваются на выступах доюрского основания. В средней юре накапливались отложения тюменской свиты, представленные чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углей. Завершает юрский разрез баженовская свита, образовавшаяся в глубоководном морском бассейне. Породы баженовской свиты с несогласием залегают на отложениях васюганской свиты или согласно перекрывают аргиллиты георгиевской свиты. Свита распространена практически повсеместно. Выше залегают меловые и кайнозойские отложения.

Нефтегазоносность территории исследования связана с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским, верхнеюрским и неокомским нефтегазоносными комплексами (НГК). Нефтематеринскими свитами для залежей являются: нижнеюрская тогурская, среднеюрская тюменская и верхнеюрская баженовская свиты.

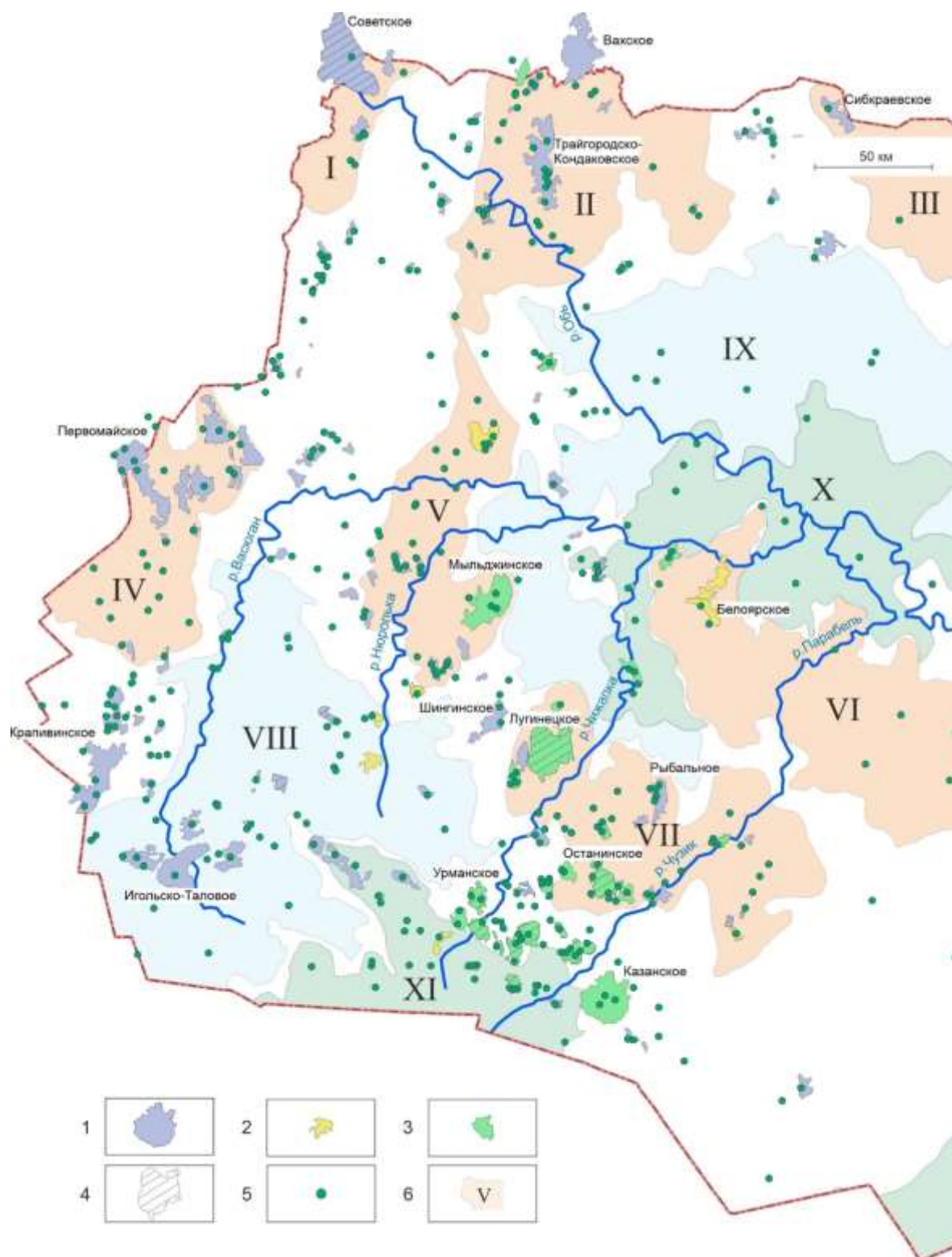


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования: 1–4 месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежью в доюрском основании; 5 – скважина палеотемпературного моделирования; 6 – структуры I порядка по [14]: I – Нижневартовский свод, II – Александровский свод, III – Пыль-Караминский мегасвод, IV – Каймысовский свод, V – Средневазюганский мегасвод, VI – Парабельский мегавыступ, VII – Пудинский мегасвод (по [15]), VIII – Нюрольская мегавпадина, IX – Усть-Тымская мегавпадина, X – Северо-Парабельская мегамоноклиаль, XI – Северо-Межовская мегамоноклиаль

Fig. 1. Overview map of the study territory: 1–4 hydrocarbon fields: 1 – oil, 2 – gas-condensate, 3 – oil-gas-condensate, 4 – with deposits in the pre-Jurassic play; 5 – well for paleotemperature modelling; 6 – tectonic units of the 1st order by [14]: I – Nizhnevartovsk arch, II – Aleksandrov arch, III – Pyl-Karamin megaswell, IV – Kaimysov arch, V – Srednevasyugan megaswell, VI – Parabel megaarch, VII – Pudín megaswell (by [15]), VIII – Nyurol megadepression, IX – Ust-Tym megadepression, X – Severo-Parabel megamonocline; XI – Severo-Mezhov megamonocline

С развитием тогурской свиты связывают нефтегазоносность средне-, нижнеюрского и доюрского НГК. Свита представляет собой типичные озерные отложения с рассеянным органическим веществом гумусового типа. В качестве нефтематеринской свиты для залежей доюрского, ниже-, средне-, верхнеюрского НГК рассматривают также континентальные аргиллиты тюменской свиты. Баженовская свита уникальна. Она определяет перспективы нефтегазоносности верхне-, средне-, нижнеюрского НГК, а также, возможно, и доюрского НГК. Свита сложена карбонатно-глинисто-кремнистыми черными битуминозными аргиллитами титонского возраста. Содержание $C_{орг}$ на территории исследования варьируется от 7–11 % [13]. По некоторым оценкам, породы баженовской свиты сгенерировали около 90 % всех запасов нефти в Западно-Сибирском осадочном бассейне [13].

Доюрский нефтегазоносный комплекс. Месторождения нефти и газа, открытые в зоне контакта палеозойских и мезозойских отложений, сосредоточены главным образом в Пудинском нефтегазоносном районе. Залежи углеводородов, как правило, приурочены к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и связаны со сложнопостроенными литологически-, тектонически- и стратиграфически-экранированными ловушками.

Месторождения приурочены к различным стратиграфическим уровням. Так, на Останинской площади продуктивны отложения нижнего девона, на Южно-Табаганской – среднего девона, в породах, датируемых верхним девонem – нижним карбоном, промышленные скопления углеводородов выявлены на Герасимовском месторождении.

Литологически залежи приурочены к коллекторам трех типов – рифогенным постройкам, доломитизированным известнякам и кремнисто-глинистым породам. Роль флюидоупоров залежей углеводородов, как правило, выполняют глинистые и углисто-глинистые пачки ниже-среднеюрского возраста, которые с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы доюрского основания. По типу залежи, преимущественно, пластовые и массивные.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс. Нефтегазопроявления в отложениях ранней юры выявлены на исследуемой территории более чем в 60 скважинах. Наибольшая часть скважин, в которых в позднеараленских отложениях присутствуют признаки нефти, сосредоточена в Нюрольской мегаплатине.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс. По результатам испытаний байос-батских песчаных пластов непромышленные притоки нефти, а также нефтепроявления выявлены практически по всему байос-батскому разрезу. Промышленные залежи углеводородов открыты на 16 площадях. Большая часть промышленных запасов углеводородов связана с верхней батской частью разреза, где открыты нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи на Нижнетабаганской, Казанской, Калиновой, Западно-Лугинецкой, Кулгинской, Смоляной, Герасимовской, Верхнесалатской, Северо-Калиновой и Мыльджинской площадях.

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. Келловей-титонский комплекс пород является основным нефтегазоносным комплексом. Наличие в разрезе верхней юры исследуемой территории регионально-развитого горизонта Ю₁, являющегося резервуаром для залежей углеводородов, и перекрывающих его углеродистых глинисто-кремнистых пород баженовской свиты, выполняющих с одной стороны роль основного источника углеводородов, с другой – региональной покрывки, создали исключительно благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа.

Неокомский нефтегазоносный комплекс. Промышленные притоки нефти и, реже, газа получены на Советском, Столбовом, Аленкинском, Северном, Южно-Черемшанском, Мыльджинском, Южно-Мыльджинском, Гуларинском и Соболином месторождениях.

Построение карты теплового потока

Расчет теплового потока осуществлялся по известной методике [16], которая предполагает выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет вековых климатических изменений, а также использование данных о распределении современных геотемператур и палеотемператур. Глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии средствами программного комплекса одномерного бассейнового моделирования ТеплоDialog.

В результате на территории исследования рассчитаны значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза в 433 поисково-разведочных, опорных и параметрических скважинах. Результат исследований характеризуется погрешностью $\pm(1,0-2,0)$ мВт/м², что позволяет построить схематическую (рабочую) карту сечением 2 мВт/м² (рис. 2). Задача интерполяции решалась геостатистическим методом Kriging с использованием программы Surfer.

На карте наблюдаются следующие аномальные особенности: ярко-выраженные «положительные аномалии», «отрицательные аномалии», а также «градиентные зоны», окаймляющие крупные аномалии. Аномальные значения рассматриваются на фоне среднего теплового потока на территории исследования, равного 52 мВт/м².

В северной части карты крупная положительная аномалия амплитудой 52–72 мВт/м² сформировалась в районе Александровского свода. Максимальные значения этой аномалии приходятся на Трайгородско-Кондаковское месторождение. В западной части карты положительная аномалия амплитудой 52–55 мВт/м² находится в зоне Каймысовского свода (Первомайское месторождение). Юго-восток карты, где находится Парабельский мегавыступ и Пудинский мегавал, представляет собой крупную положительную аномалию со значениями теплового потока 52–68 мВт/м². Максимальные значения аномалии приходятся на Белоярское и Рыбальное месторождения. Кроме того, положительная аномалия амплитудой 52–56 мВт/м² сформировалась между Средневасюганским и Пудинским мегавалами. В центре аномалии находится Шингинское месторождение.

Отрицательные аномалии находятся в зоне распространения отрицательных структур первого порядка: Нюрольской мегавпадины и Усть-Тымской мегавпадины, а также Северо-Межовской мегамоноклинали. Самая высокоамплитудная отрицательная аномалия $40\text{--}46\text{ мВт/м}^2$ находится вблизи Урманского месторождения и севернее. Отрицательные аномалии амплитудой

$44\text{--}48\text{ мВт/м}^2$ находятся в районе Пыль-Караминского мегавала (Сибкраевское месторождение) и в восточной части территории исследования, в зоне сочленения Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали. Небольшая отрицательная аномалия со значениями теплового потока $46\text{--}48\text{ мВт/м}^2$ наблюдается также в северо-западной части карты.

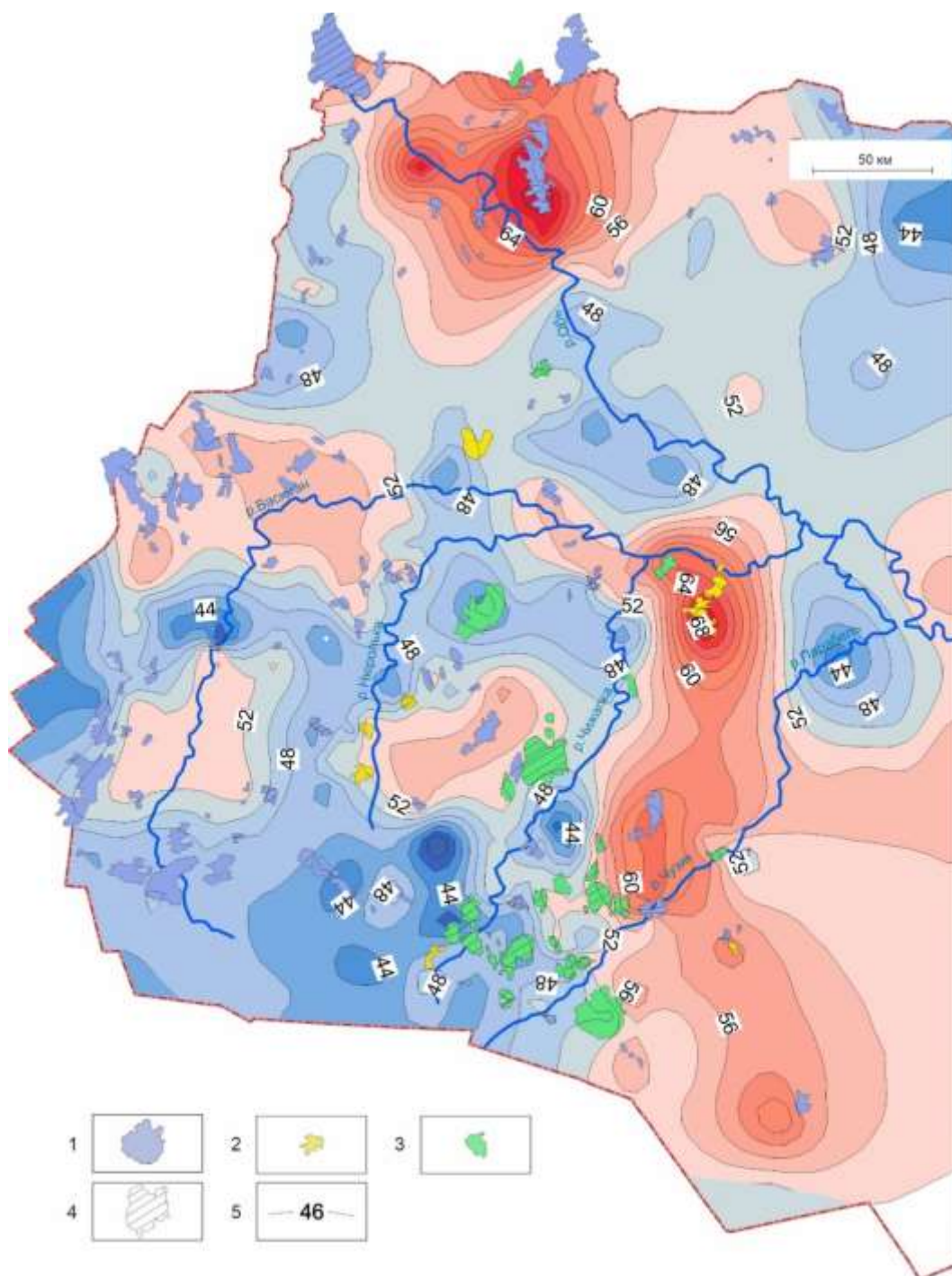


Рис. 2. Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследований (западная часть Томской области): 1–4 месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежами в доюрском основании; 5 – изолинии теплового потока, мВт/м^2

Fig. 2. Schematic map of heat flow density distribution in the study territory (the west of Tomsk Region): 1–4 hydrocarbon fields: 1 – oil, 2 – gas-condensate, 3 – oil-gas-condensate, 4 – with deposits in the pre-Jurassic play; 5 – heat flow isolines, mW/m^2

Тепловой поток и месторождения УВ

Для того чтобы проанализировать, как месторождения углеводородов проявляются в тепловом поле, были построены гистограммы распределения (рис. 3, 4) нефтяных (Н), нефтегазоконденсатных (НГК) и газоконденсатных (ГК) месторождений в поле глубинного теплового потока. По оси абсцисс расположены интервалы теплового потока через 4 мВт/м^2 , а по оси ординат – количество месторождений, которые характеризуются данным значением теплового потока. Если месторождению углеводородов на карте соответствует большой диапазон значений теплового по-

тока, то это месторождение включается в несколько интервалов на гистограмме.

Наибольшее количество НГК и Н месторождений находится в пределах $52\text{--}56 \text{ мВт/м}^2$ (рис. 3). В зонах со значениями теплового потока выше 56 мВт/м^2 локализовано крайне малое количество месторождений. Также месторождения практически не встречаются в зонах с тепловым потоком ниже 44 мВт/м^2 . Таким образом, большинство Н и НГК месторождений на территории исследования локализованы в пределах $44\text{--}56 \text{ мВт/м}^2$. При этом на гистограммах можно увидеть, что количество месторождений увеличивается по мере увеличения теплового потока до 56 мВт/м^2 .

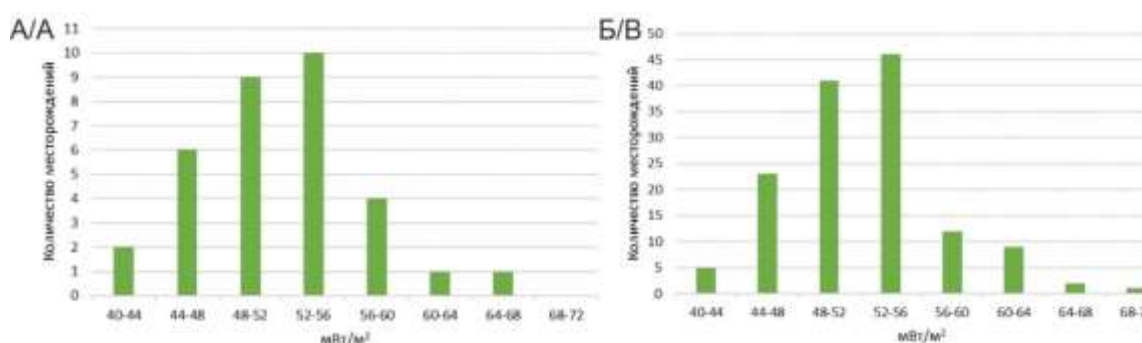


Рис. 1. Гистограммы распределения нефтегазоконденсатных (А) и нефтяных (Б) месторождений в поле теплового потока

Fig. 3. Histograms of oil-gas-condensate (A) and oil (B) fields distribution by heat flow

Зависимости, полученные для нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, не прослеживаются для ГК месторождений. Наибольшее количество ГК месторождений на территории исследования распределено в зонах со значениями теплового потока $48\text{--}52$ и $64\text{--}68 \text{ мВт/м}^2$ (рис. 4). Таким образом, ГК месторождения тяготеют как к зонам среднего теплового потока, так и к его повышенным значениям.

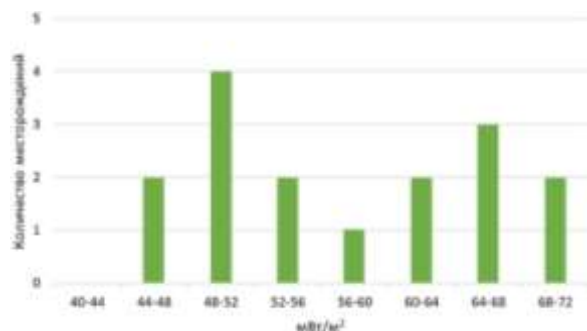


Рис. 4. Гистограмма распределения газоконденсатных месторождений в поле теплового потока

Fig. 4. Histogram of gas-condensate fields distribution by heat flow

Далее для оценки диапазонов средних значений для разного типа месторождений (ГК, НГК и Н) был проведен однофакторный дисперсионный анализ – были определены средние значения теплового потока для каждой группы.

Среднее значение теплового потока по территории запада Томской области равно $51,8 \text{ мВт/м}^2$. При-

мерно такое же среднее значение теплового потока – 52 мВт/м^2 – соответствует Н и НГК месторождениям. Средний тепловой поток для ГК месторождений – 57 мВт/м^2 . На графике групповых средних переменной «Тепловой поток» (рис. 5) видна зависимость между тепловым потоком и типом месторождений.

Можно увидеть следующую тенденцию: большинство Н и НГК месторождений сосредоточены в зонах среднего теплового потока $52 \pm 3 \text{ мВт/м}^2$, а ГК месторождения в среднем тяготеют к более высоким тепловым потокам. К похожему заключению пришли авторы [17]: ими было выявлено, что газовые месторождения расположены в областях повышенных и высоких тепловых потоков, а нефтяные – на их периферии.

Однако по результатам применения непараметрического критерия Краскела–Уоллиса и по результатам медианного теста различия между средними в группах незначимы. В таком случае пока не представляется возможным однозначно выделять различные типы месторождений в поле теплового потока.

Плотность нефтегазоносности

Теперь представляет интерес провести количественную корреляцию параметров теплового потока с локализацией месторождений УВ. Для этого территория Томской области была разделена на единичные участки (ячейки) $20 \times 20 \text{ км}$. В каждой ячейке было определено соответствующее значение глубинного теплового потока. Для оптимального соотношения детализации и представительности корреляционных исследований шаг расчетов был выбран 10 км . Таким образом, сетка расчетов выполнена с перекрытием (рис. 6).

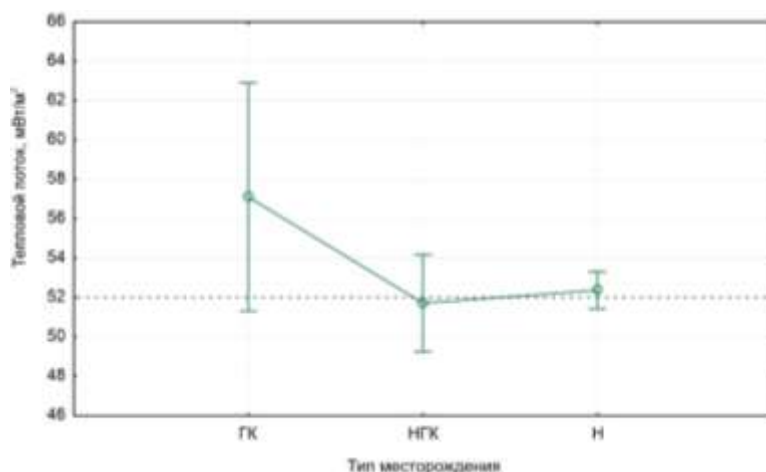


Рис. 5. График групповых средних переменной «Тепловой поток» с усами 95 % доверительных интервалов. Пунктирной линией показан средний тепловой поток на территории исследования

Fig. 5. Means plot of «heat flow», the whiskers represent the 95 % confidence intervals. The average heat flow in the study territory is showed with dashed line

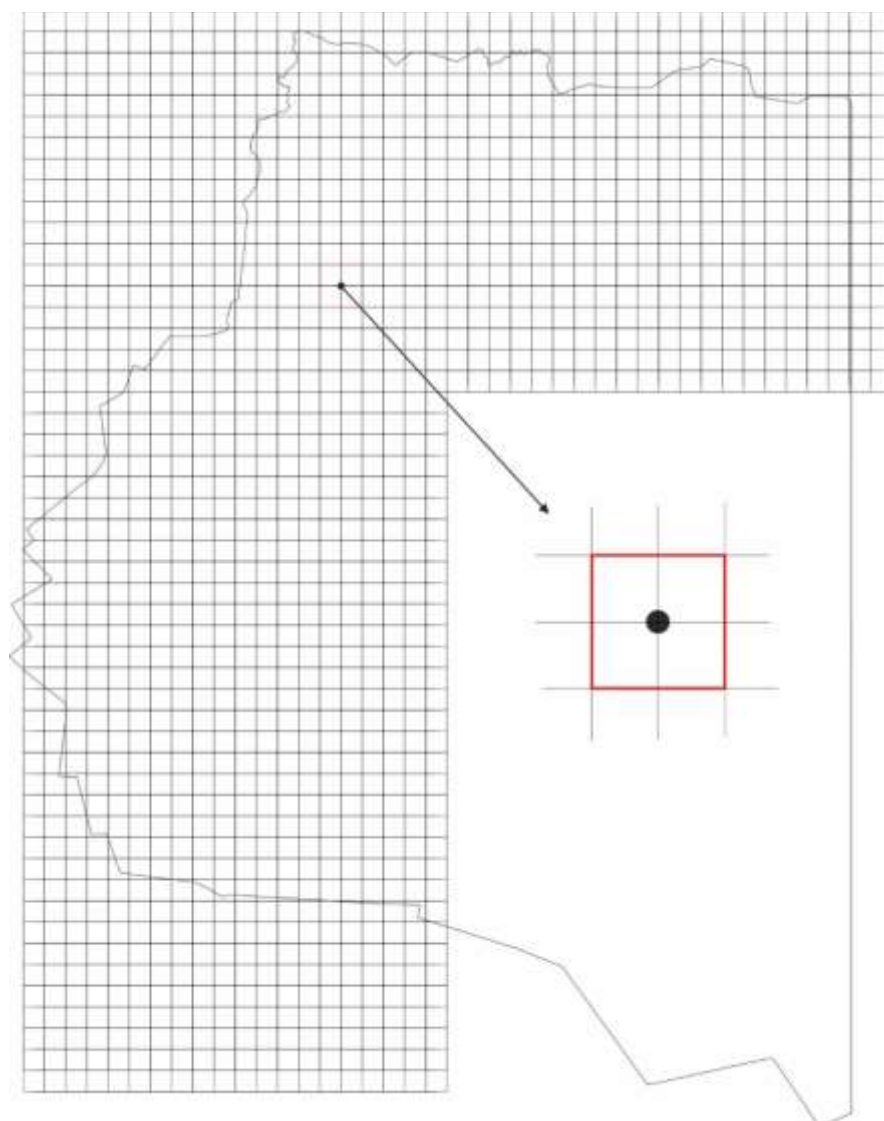


Рис. 6. Иллюстрация разбиения территории исследований сеткой 20×20 км, выполненной с перекрытием. Каждой ячейке 20×20 км соответствует точка в ее центре

Fig. 6. Illustration of setting grid with cells of 20×20 km on the study territory in increment. The dot is in the center of each cell of 20×20 km

Для определения количественного параметра нефтегазоносности был введен параметр плотность нефтегазоносности (%). Он показывает, какой процент площади ячейки занимает месторождение УВ. Алгоритм подсчета основан на выделении контуров месторождений и определении доли их площади в каждом отдельно взятом единичном участке. Алгоритм реализован с помощью программного кода, написанного на языке Python. Программный код основан на примене-

нии одного из инструментов машинного зрения – выделении контуров объектов. Код реализован посредством функций модуля OpenCV [18].

Результатом расчетов является цифровая модель, которая включает значения плотности нефтегазоносности и глубинного теплового потока в центре каждой ячейки 20×20 км. Далее была построена карта плотности нефтегазоносности западной части Томской области в изолиниях (рис. 7).

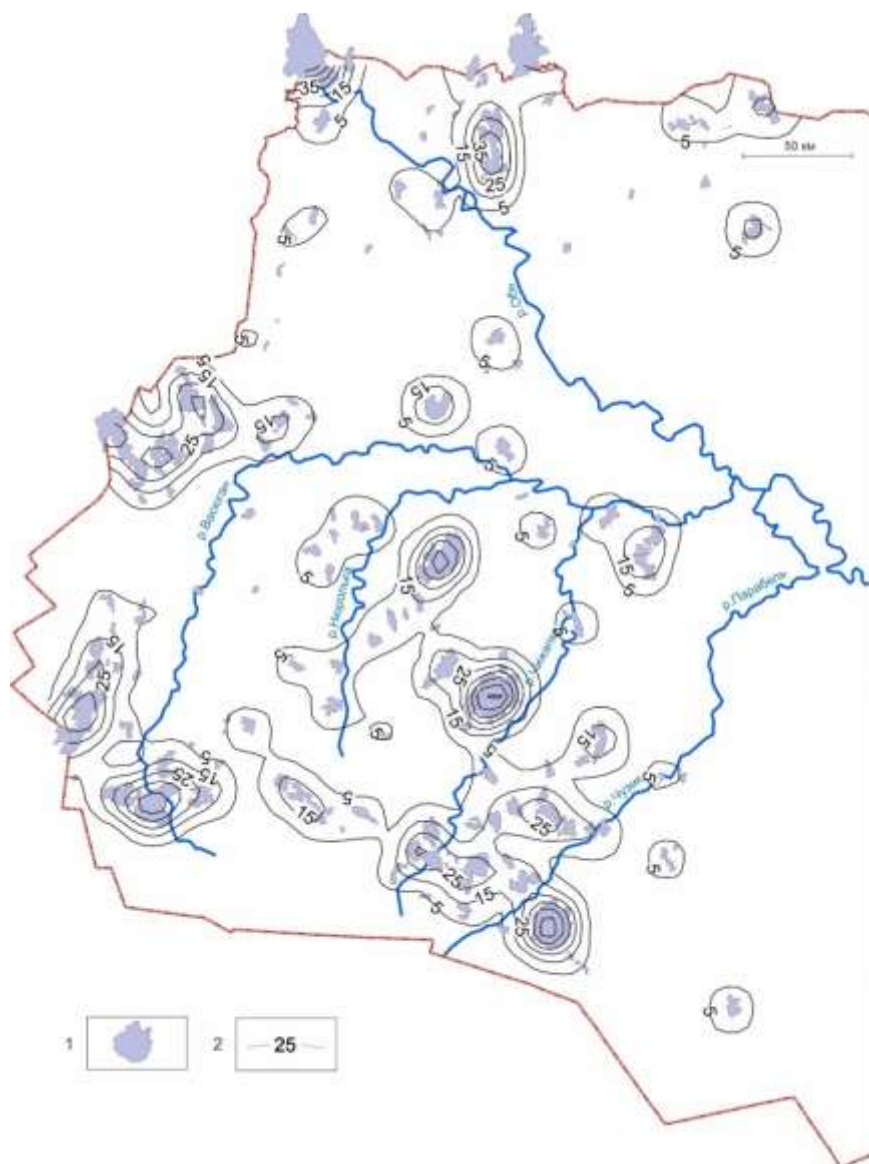


Рис. 7. Схематическая карта плотности нефтегазоносности (западная часть Томской области): 1 – месторождения УВ; 2 – изолинии плотности нефтегазоносности, %

Fig. 7. Schematic map of hydrocarbon density (the west of Tomsk Region): 1 – hydrocarbon fields; 2 – hydrocarbon density isolines, %

Выборки теплового потока и плотности нефтегазоносности не соответствуют нормальному распределению, поэтому для проверки гипотезы о наличии корреляционной связи воспользуемся коэффициентом корреляции Спирмена [19].

По результатам расчетов коэффициента корреляции установлено, что теснота связи параметров плотности теплового потока и плотности нефтегазоно-

сти находится на уровне 4 %. Коэффициент корреляции является незначимым ($r=0,04$). Таким образом, можно говорить об отсутствии корреляции между этими параметрами.

Для визуализации регрессионной зависимости построена диаграмма рассеяния (рис. 8). По виду диаграммы можно заметить наличие двух тенденций распределения точек.

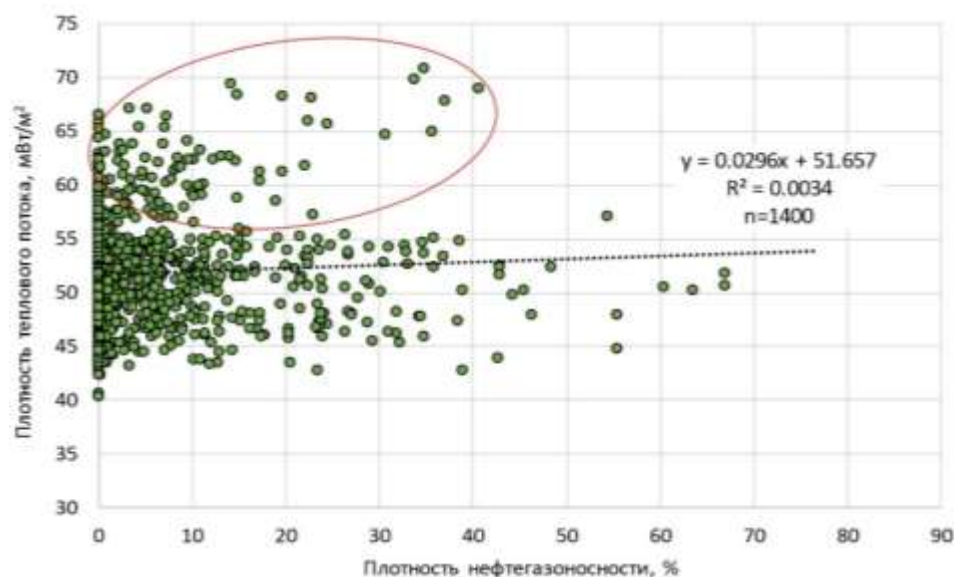


Рис. 8. Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока от плотности нефтегазоносности

Fig. 8. Scatterplot displays the relationship between heat flow density and hydrocarbon density

Точки, формирующие на диаграмме (рис. 8) отдельную ветвь, были вынесены на схематическую карту плотности теплового потока. Оказалось, что все эти точки околонуены изолинией 56 мВт/м². Если отдельно построить диаграмму рассеяния зависимости

плотности теплового потока выше 56 мВт/м² от плотности нефтегазоносности, то можно увидеть прямую зависимость линейного характера: с увеличением теплового потока увеличивается плотность нефтегазоносности (рис. 9).

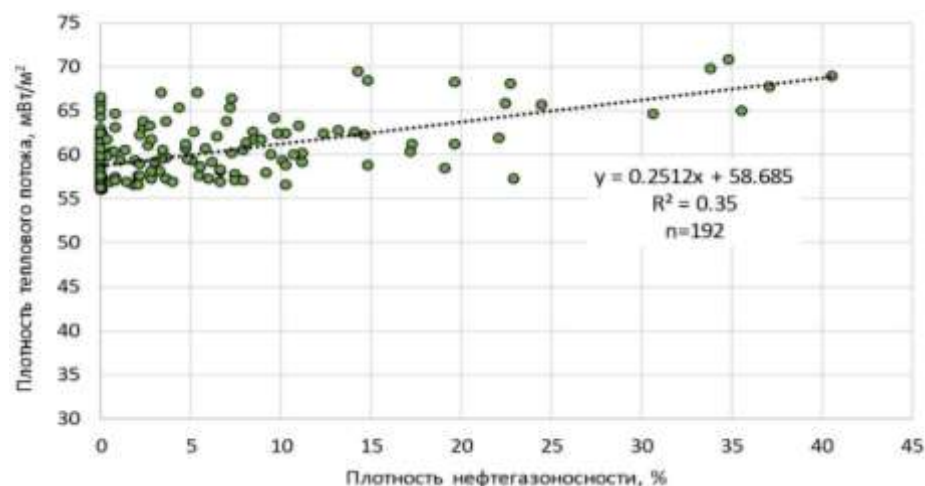


Рис. 9. Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока со значениями выше 56 мВт/м² от плотности нефтегазоносности

Fig. 9. Scatterplot displays the relationship between high heat flow density (>56 mW/m²) and hydrocarbon density

Рассчитав ранговый коэффициент корреляции Спирмена для полученной выборки (>56 мВт/м²), получили высоко значимый коэффициент корреляции $r=0,53$ при количестве измерений $n=192$. По шкале Чеддока такая связь характеризуется как заметная.

Корреляция с плотностью нефтегазоносности начинает проявляться только для высоких значений плотности теплового потока. Полученный результат является противоречивым, так как выше упоминалось, что большинство месторождений расположены в областях со значениями теплового потока 48–56 мВт/м². Таким образом, полученная зависимость связана с относительно небольшим количеством месторожде-

ний, которые не отличаются по типу флюидов. Это требует дальнейшего изучения.

Горизонтальный градиент теплового потока

Как упоминалось выше, существует мнение, что залежи нефти и газа находятся преимущественно в зонах значительных неоднородностей глубинного теплового потока [1, 4, 7 и др.]. Наличие связи неоднородностей теплового поля с нефтегазоносностью можно оценить путем анализа такого параметра, как горизонтальный градиент теплового потока.

Расчет модуля горизонтального градиента теплового потока проведен с использованием цифровой

модели теплового потока, методика построения которой описана выше. Для расчета модуля горизонтального градиента теплового потока по пяти точкам использовали формулы (1)–(3) [20]:

$$Q'_i = \sqrt{Q'^2_{x_i} + Q'^2_{y_i}}, \quad (1)$$

$$Q'_{x_i} = \frac{\frac{2}{3}(Q_{x_{i+1}} - Q_{x_{i-1}}) - \frac{1}{12}(Q_{x_{i+2}} - Q_{x_{i-2}})}{q}, \quad (2)$$

$$Q'_{y_i} = \frac{\frac{2}{3}(Q_{y_{i+1}} - Q_{y_{i-1}}) - \frac{1}{12}(Q_{y_{i+2}} - Q_{y_{i-2}})}{q}, \quad (3)$$

где Q_i – значение теплового потока в каждой ячейке сетки, мВт/м²; q – шаг сетки, км; Q'_i – модуль горизонтального градиента теплового потока в каждой ячейке сетки, (мВт/м²)/км.

Иллюстрация расчетов представлена на рис. 10.

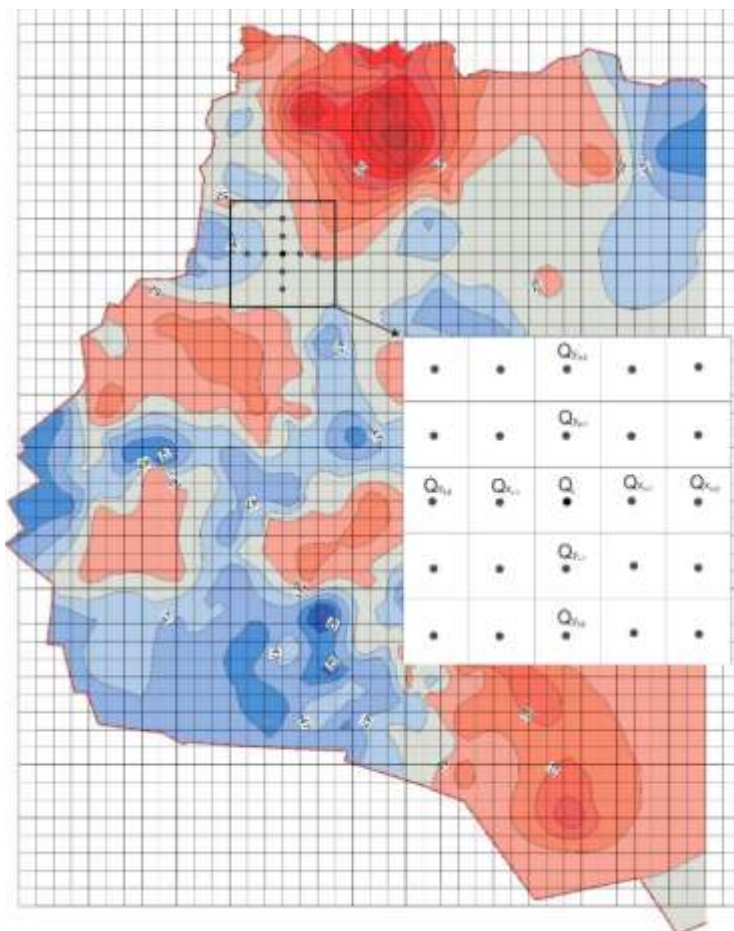


Рис. 10. Иллюстрация расчета модуля горизонтального градиента теплового потока по карте теплового потока
Fig. 10. Illustration of calculating the absolute horizontal gradient of heat flow by the heat flow map

По результатам проведенных расчетов была построена схематическая карта модуля горизонтального градиента теплового потока (рис. 11). На карте подкрашены участки с величиной модуля горизонтального градиента выше среднего значения по территории исследования 0,2 (мВт/м²)/км.

Проанализировав построенную карту, можно сделать следующие выводы:

1. Газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения тяготеют к зонам повышенного градиента теплового потока: из 10 ГК месторождений 9 находятся в поле градиента теплового потока со значениями выше 0,2 (мВт/м²)/км, а из 21 НГК месторождений 20 находятся в зонах повышенного градиента (5 находятся частично).
2. Нефтяные месторождения не коррелируют с зонами повышенного градиента.

3. Месторождения с залежами в доюрском основании в основном находятся в поле повышенного градиента: из 23 месторождений 18 попадают в зоны со значениями выше 0,2 (мВт/м²)/км.

Гистограммы на рис. 12, 13 наглядно иллюстрируют распределение месторождений УВ в поле горизонтального градиента теплового потока. Если месторождению УВ на карте соответствует большой диапазон значений модуля горизонтального градиента, то это месторождение включается в несколько интервалов на гистограмме.

Большинство ГК месторождений расположено в поле градиента со значениями 0,2–0,5 (мВт/м²)/км (рис. 12). НГК месторождения распространены в пределах 0,1–0,4 (мВт/м²)/км, а нефтяные – 0,1–0,3 (мВт/м²)/км (рис. 13). В зонах со значениями градиента выше 0,7 практически отсутствуют месторождения всех типов.

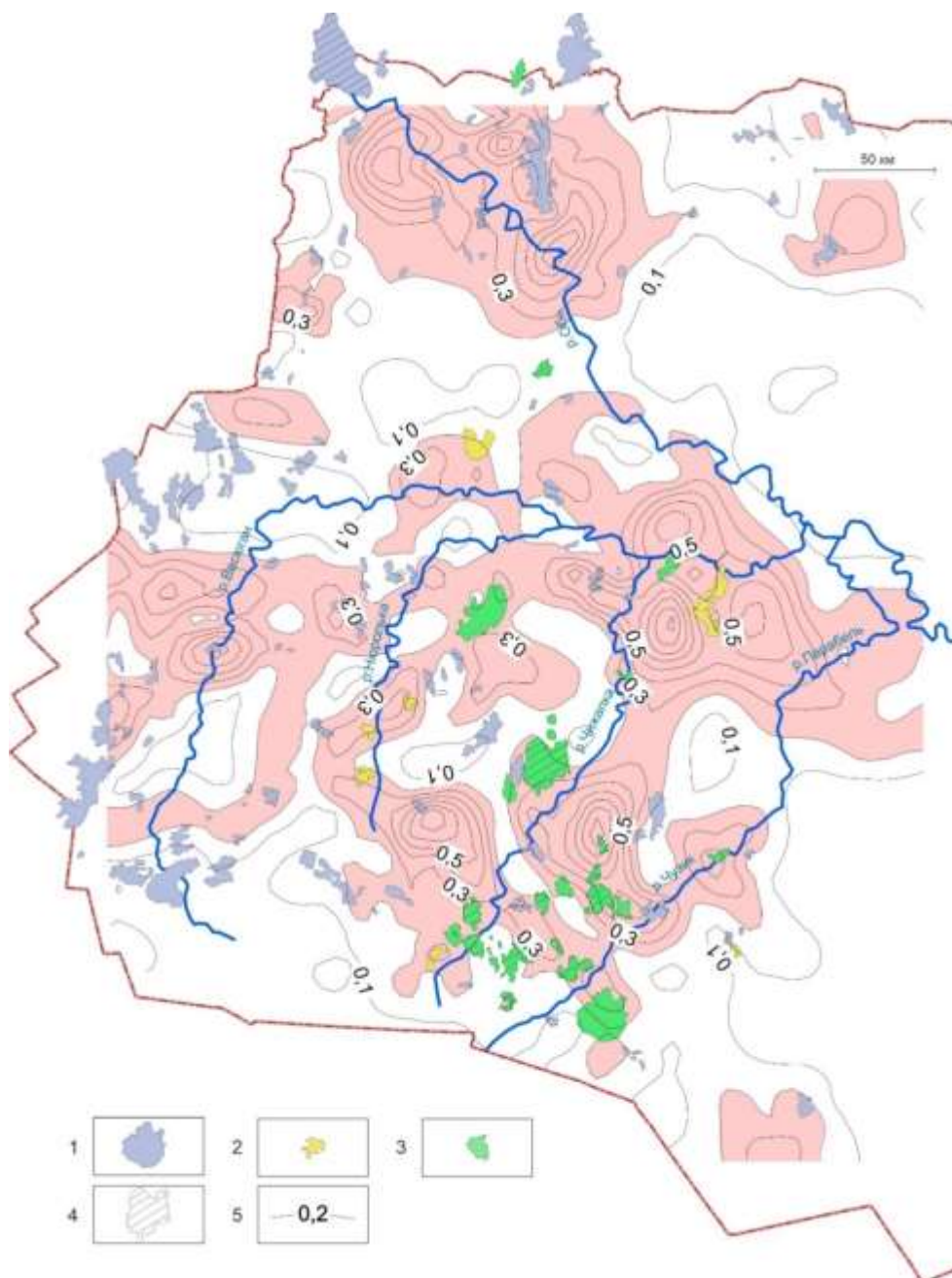


Рис. 11. Схематическая карта модуля горизонтального градиента теплового потока: 1–4 месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежами в доюрском основании; 5 – изолинии модуля горизонтального градиента теплового потока, (mW/m^2)/км

Fig. 11. Schematic map of the absolute horizontal gradient of heat flow: 1–4 – hydrocarbon fields: 1 – oil, 2 – gas-condensate, 3 – oil-gas-condensate, 4 – with deposits in the pre-Jurassic play; 5 – isolines of the absolute horizontal gradient of heat flow, (mW/m^2)/km

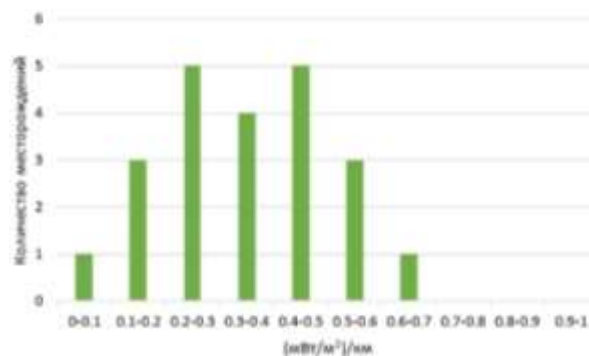


Рис. 12. Распределение газоконденсатных месторождений в поле горизонтального градиента теплового потока

Fig. 12. Distribution of gas-condensate fields by horizontal gradient of heat flow

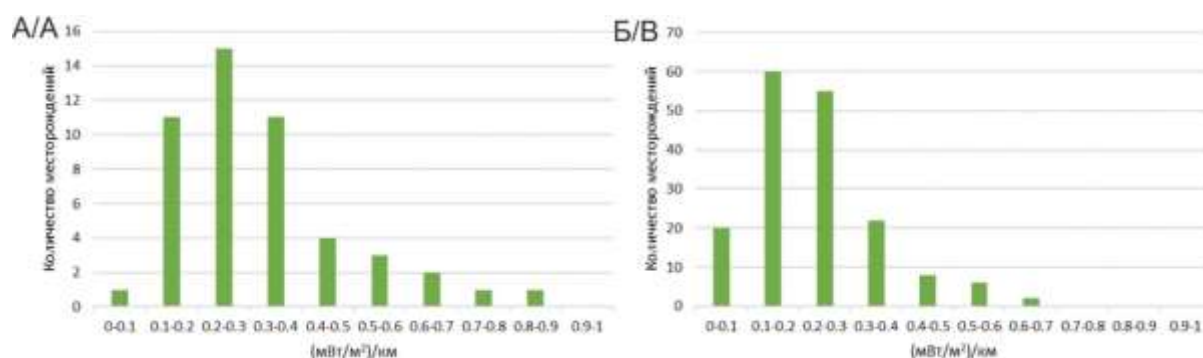


Рис. 13. Распределение нефтегазоконденсатных (А) и нефтяных (Б) месторождений в поле горизонтального градиента теплового потока

Fig. 13. Distributions of oil-gas-condensate (A) and oil (B) fields by horizontal gradient of heat flow

Различие средних значений модуля горизонтального градиента теплового потока для трех групп месторождений оценивалось в ходе однофакторного дисперсионного анализа. Среднее значение модуля градиента теплового потока на территории исследования равно 0,2 (мВт/м²)/км. Примерно такое же значение соответствует нефтяным месторождениям.

Среднее значение градиента для НГК месторождений – 0,3, а для ГК месторождений – 0,35 (мВт/м²)/км.

На графике групповых средних переменной «Горизонтальный градиент теплового потока» видно существование зависимости между модулем горизонтального градиента теплового потока и типом месторождений (рис. 14).

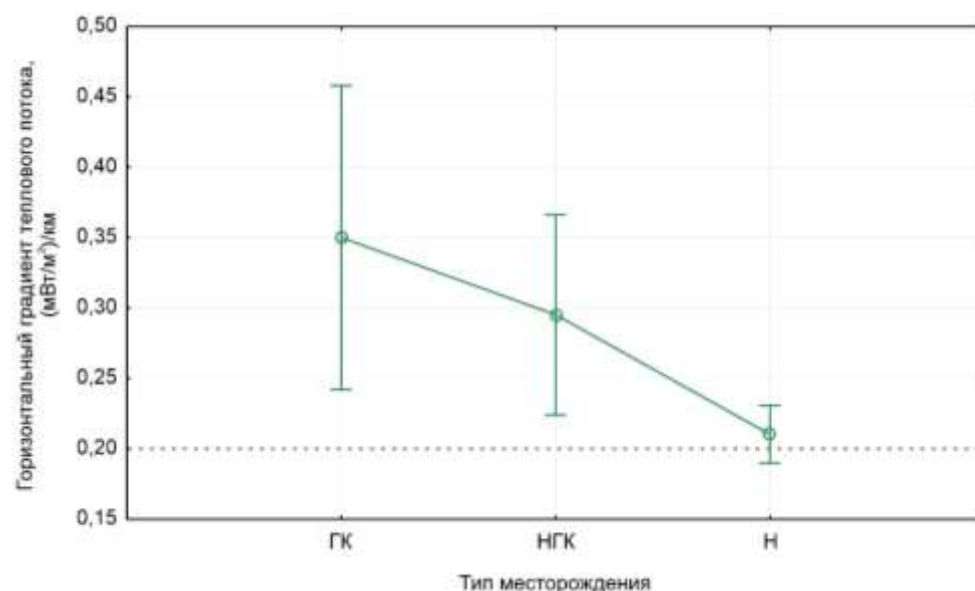


Рис. 14. График групповых средних переменной «Горизонтальный градиент теплового потока» с усами 95 % доверительных интервалов. Пунктирной линией показан средний градиент теплового потока на территории исследования

Fig. 14. Means plot of «horizontal gradient of heat flow», the whiskers represent the 95 % confidence intervals. The average horizontal gradient of heat flow in the study territory is showed with dashed line

В результате проверки по непараметрическому критерию Краскела–Уоллиса выявлены сильно значимые различия ($p=0,0008$) между средними в группах, а по результатам медианного теста – статистически значимые различия ($p=0,0106$).

Таким образом, разные типы месторождений УВ характеризуются различающимися средними значениями в поле горизонтального градиента теплового потока. В ряду месторождений Н–НГК–ГК величина модуля горизонтального градиента теплового потока увеличивается.

В ходе дальнейшего изучения полученной связи была сделана попытка выявить количественную зави-

симость между горизонтальным градиентом теплового потока и плотностью нефтегазоносности. Выборки модуля горизонтального градиента теплового потока и плотности нефтегазоносности не соответствуют нормальному распределению, поэтому для оценки корреляционной связи вновь воспользовались коэффициентом корреляции Спирмена [19].

Рассчитанный коэффициент корреляции равен $r=0,3$. При данном объеме выборки ($n=1365$ измерений) полученный коэффициент корреляции является высоко значимым. По шкале Чеддока данную корреляцию можно охарактеризовать как слабую.

Результат регрессионного анализа представлен на диаграмме рассеяния зависимости горизонтального градиента теплового потока от плотности нефтегазо-

носности (рис. 15). На диаграмме не видно отчетливой зависимости, точки имеют большой разброс значений относительно линии тренда.

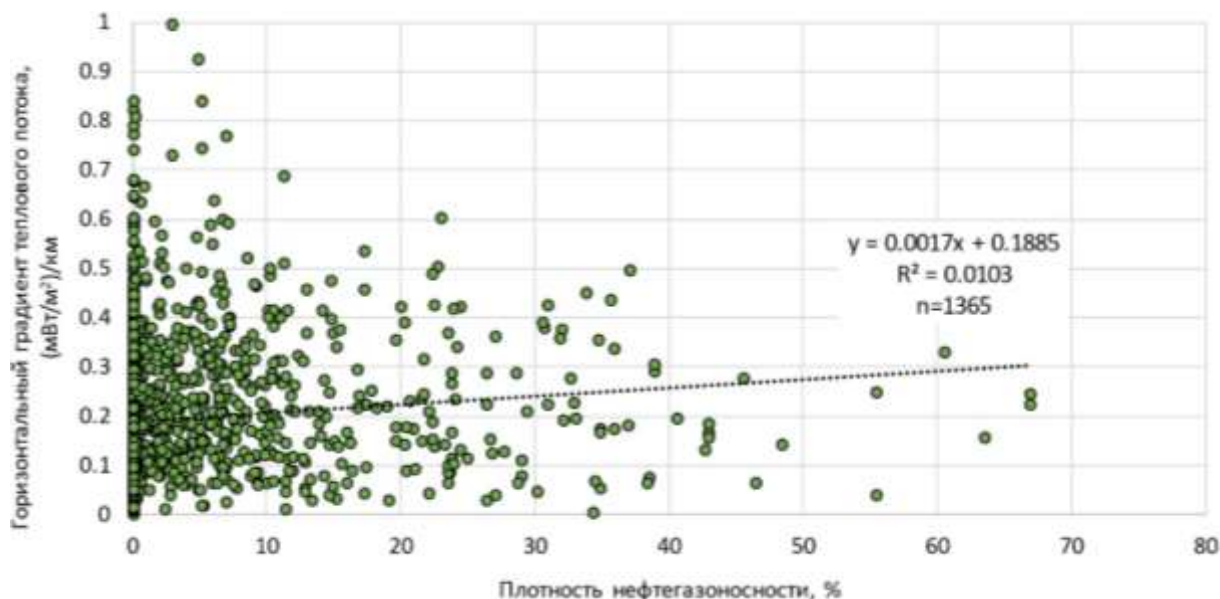


Рис. 15. Диаграмма рассеяния зависимости горизонтального градиента теплового потока от плотности нефтегазоносности

Fig. 15. Scatterplot displays the relationship between horizontal gradient of heat flow and hydrocarbon density

Закключение

В результате проведенного исследования установили, что различные типы месторождений углеводородов по-разному проявляются в тепловом поле.

Нефтяные месторождения тяготеют к средним значениям плотности глубинного теплового потока на территории исследования (52 мВт/м²). Наибольшее количество месторождений этого типа сосредоточено в пределах 52–56 мВт/м². Нефтяные месторождения также тяготеют к областям среднего горизонтального градиента теплового потока 0,2 (мВт/м²)/км. Таким образом, нефтяные месторождения преобладают в областях спокойного теплового потока со средними значениями градиента по территории.

Нефтегазоконденсатные месторождения, как и нефтяные, тяготеют к средним значениям плотности глубинного теплового потока на территории исследования. Большая часть нефтегазоконденсатных месторождений находится в пределах 52–56 мВт/м². В поле горизонтального градиента месторождения преимущественно сосредоточены в окрестностях значения 0,3 (мВт/м²)/км. Отсюда следует, что нефтегазоконденсатные месторождения преобладают в областях среднего теплового потока с повышенным градиентом.

Наиболее ярко в тепловом поле проявляются газоконденсатные месторождения. В среднем они тяго-

теют к областям повышенной плотности теплового потока 57 мВт/м², а также к высоким значениям градиента 0,35 (мВт/м²)/км.

Отдельный интерес представляют месторождения с залежами в доюрском основании. В основном они находятся в поле градиента со значениями выше среднего 0,2 (мВт/м²)/км.

Проведенный количественный анализ взаимосвязи параметров теплового поля (плотности глубинного теплового потока и горизонтального градиента теплового потока) с плотностью нефтегазоносности дал следующие результаты: плотность глубинного теплового потока коррелирует ($r=0,53$) с плотностью нефтегазоносности выше значения 56 мВт/м²; горизонтальный градиент теплового потока слабо коррелирует ($r=0,3$) с плотностью нефтегазоносности.

Важнейшим результатом является выявление закономерностей распределения в тепловом поле месторождений с различным типом флюидов. Полученный результат хорошо согласуется с главенствующей осадочно-миграционной теорией и ролью в ней геотермического режима как главного фактора реализации нефтегенерационного потенциала. Полученные в ходе данного исследования сведения можно использовать для формирования геотермического количественного критерия для прогнозирования типа флюида залежей на перспективных участках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Meyer H.J., McGee H.W. Oil and gas fields accompanied by geothermal anomalies in Rocky Mountain region // AAPG bulletin. – 1985. – V. 69. – № 6. – P. 933–945.

2. Yusoff W.I.W., Abd Muhaimi W.N.A.W., Hanapiah N.M. Thermal characterization of eastern offshore Sarawak basin: variation of heat flow and implication to hydrocarbon prospectivity // Platform: A Journal of Science and Technology. – 2019. – V. 2. – № 2. – P. 19–32.

3. Zhao Y., Bai K., Zhao Y. Characteristics of a geothermal anomaly in the Fushan Sag, Beibuwan Basin, China, and its effects on oil and gas reservoirs // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2019. – V. 12. – № 22. – P. 1–12. URL: <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4889-8> (дата обращения 02.04.2023).
4. Курчиков А.Р. Тепловой режим нефтегазоносных областей Западной Сибири: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 1995. – 61 с.
5. Хуторской М.Д., Соколов С.Ю. Термическая эволюция южной части Баренцева моря (свод Федынского) // *Георесурсы*. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 99–113.
6. Бурлин Ю.К., Галушкин Ю.И., Яковлев Г.Е. Бассейновый анализ. – М.: Изд-во МГУ, 2007. – 112 с.
7. Тепловой поток и нефтегазоносность (п-ов Ямал, Томская обл.) / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, А.Н. Фомин, В.И. Булатов, С.Г. Кузьменков, М.Ф. Галиева, Д.С. Крутенко // *Георесурсы*. – 2019. – Т. 21. – № 3. – С. 125–135.
8. Ibrahim M.W., Al-Kubaisi B. Geothermal gradient anomalies of hydrocarbon entrapment at southern North Sea basin, UKCS: a mature basin rejuvenation technique // *Extended Abstract. Geo 2018. 13th Middle East Geosciences. Conference and Exhibition*. – Manama, Bahrain: AAPG ME Section, 5–8 March 2018. – P. 1–6. URL: <http://www.targetexploration.com/IBRAHIM2018A.pdf> (дата обращения 01.04.2023).
9. Крутенко Д.С., Исаев В.И., Кузьменков С.Г. Тепловой поток, триасовая рифтовая система и мезозойско-кайнозойские разломы (юго-восток Западной Сибири) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2021. – Т. 16. – № 2. – С. 1–24. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/db1/19_2021.pdf (дата обращения 06.04.2023).
10. Крутенко Д.С. Тепловой поток и вещественный состав палеозойского фундамента (юго-восток Западной Сибири) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2022. – Т. 17. – № 4. – С. 1–28. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/3fd/32_2022.pdf (дата обращения 06.04.2023).
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. – V. 106. – № 3. – P. 517–572.
12. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
13. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia. – Reston, Virginia, USA: US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. – 49 p.
14. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
15. Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск: Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, 2004. – 148 с.
16. Картирование теплового потока Западной Сибири (юго-восток) / В.И. Исаев, Д.С. Крутенко, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, В.И. Старостенко // *Геофизический журнал*. – 2021. – Т. 43. – № 6. – С. 173–195.
17. Kutas R.I., Kobolev V.P. The thermal regime of the southern margin East-European craton // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – V. 249. – P. 1–4. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/249/1/012034/pdf> (дата обращения 06.04.2023).
18. Bradski G., Kaehler A. Learning OpenCV: computer vision with the OpenCV library. – Sebastopol, O'Reilly Media, Inc, 2008. – 556 p.
19. Shi R., Conrad S.A. Correlation and regression analysis // *Annals of Allergy, Asthma & Immunology*. – 2009. – V. 103. – № 4. – P. S35–S41.
20. Маловичко А.К., Тарунина О.Л. Высшие производные гравитационного потенциала и их применение при геологической интерпретации аномалий. – М.: Недра, 1972. – 151 с.

Поступила: 17.04.2023 г.

Прошла рецензирование: 02.05.2023 г.

Информация об авторах

Крутенко Д.С., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Кузьменков С.Г., доктор геолого-минералогических наук, профессор Югорского государственного университета.

UDC 553.98

DENSITY OF HYDROCARBONS AND DEEP HEAT FLOW OF THE TERRITORY (SOUTHEAST OF WESTERN SIBERIA)

Daniil S. Krutenko¹,
dskrutenko@gmail.com

Valery I. Isaev¹

Stanislav G. Kuzmenkov²,
ksg.1948@yandex.ru

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

² Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

The relevance. According to the ruling theory for organic origin of petroleum, geothermal regime is considered to be the main factor, which is responsible for realization of potential for oil generation. Therefore, it is not irrelevant to develop geothermics as a method of exploration geophysics for forecasting and evaluating oil and gas potential. Forecast tasks are reduced to detection of local geothermal anomalies and establishing its relation to hydrocarbon deposits. This method may make a good showing while supplementary exploration in the territories with well-developed infrastructure and a large amount of wells as it is based on modelling and analysing available data and does not propose additional field works.

The main aim: establishing qualitative and quantitative relations between deep heat flow and oil and gas potential, also between gradient zones of heat flow and localization of hydrocarbon fields in the west of Tomsk Region.

Objects: thermal field and oil and gas potential in the west of Tomsk Region.

Subjects. The thermal field is described with such parameters as deep heat flow density and horizontal gradient of heat flow. Hydrocarbon fields are divided depending on fluid type into oil, oil-gas-condensate and gas-condensate.

Methods. The deep heat flow was determined through paleotemperature modelling. The grid with cells of 20×20 km was set on study territory in increments of 10 km. Heat flow values were determined in the centers of each cell using Kriging interpolation method. The absolute horizontal gradient of heat flow was calculated on the same grid using five spot formula. Quantitative parameter of oil and gas potential – hydrocarbon density – was determined on the same grid. Quantitative relations were investigated by correlation and regression analysis. Relationships of heat flow density and horizontal gradient of heat flow with localization of hydrocarbon fields of different fluid type were detected by one-way ANOVA test.

Results. The main results of this study are established distribution patterns for deposits of different fluid type in thermal field. Correlation analysis showed highly significant correlation coefficients.

The conclusion. Oil and oil-gas-condensate fields tend to the average heat flow values (52 mW/m²), while gas-condensate are associated with high heat flow values (57 mW/m²). The value of the absolute horizontal gradient of heat flow increases in row oil fields – oil-gas-condensate fields – gas-condensate fields. The difference between average values of gradient for all of field types is statistically significant. Therefore, we indicate appearance of geothermal quantitative criterion for forecasting fluid type of deposits in areas of high potential for hydrocarbons. Quantitative relation of high significance ($r=0,53$) between heat flow density and hydrocarbon density is established for high heat flow values (>56 mW/m²). Weak correlation ($r=0,3$) was indicated between horizontal gradient of heat flow and hydrocarbon density.

Key words:

geothermal anomalies, heat flow, oil and gas potential, gradient zones of heat flow, southeast of Western Siberia.

REFERENCES

- Meyer H.J., McGee H.W. Oil and gas fields accompanied by geothermal anomalies in Rocky Mountain region. *AAPG bulletin*, 1985, vol. 69, no. 6, pp. 933–945.
- Yusoff W.I.W., Abd Muhaimi W.N.A.W., Hanapia N.M. Thermal characterization of eastern offshore Sarawak basin: variation of heat flow and implication to hydrocarbon prospectivity. *Platform: A Journal of Science and Technology*, 2019, vol. 2, no. 2, pp. 19–32.
- Zhao Y., Bai K., Zhao Y. Characteristics of a geothermal anomaly in the Fushan Sag, Beibuwan Basin, China, and its effects on oil and gas reservoirs. *Arabian Journal of Geosciences*, 2019, vol. 12, no. 22, pp. 1–12. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4889-8> (accessed 2 April 2023).
- Kurchikov A.R. *Teplovoy rezhim neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri*. Avtoreferat Diss. Dokt. nauk [Thermal conditions of areas in Western Siberia with potential for oil and gas: Dr. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 1995. 61 p.
- Khutorskoi M.D., Sokolov S.Yu. Thermal evolution of the southern part of the Barents Sea (the Fedynsky Arch). *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 99–113. In Rus.
- Burlin Yu.K., Galushkin Yu.I., Yakovlev G.E. *Basseyinovyy analiz* [Basin analysis]. Moscow, MSU Publ., 2007. 112 p.
- Isaev V.I., Lobova G.A., Fomin A.N., Bulatov V.I., Kuzmenkov S.G., Galieva M.F., Krutenko D.S. Heat flow and presence of oil and gas (the Yamal peninsula, Tomsk region). *Georesources*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 125–135. In Rus.
- Ibrahim M.W., Al-Kubaisi B. Geothermal gradient anomalies of hydrocarbon entrapment at southern North Sea basin, UKCS: a mature basin rejuvenation technique. *Extended Abstract. Geo 2018. 13th Middle East Geosciences. Conference and Exhibition*. Manama, Bahrain, 5–8 March 2018, AAPG ME Section. pp. 1–6. Available at: <http://www.targetexploration.com/IBRAHIM2018A.pdf> (accessed 1 April 2023).
- Krutenko D.S., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G. Heat flow, Triassic rift system and Mesozoic-Cenozoic faults (south-east of Western Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2021, vol. 16, no. 2, pp. 1–24. In Rus. Available at: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/db1/19_2021.pdf (accessed 6 April 2023).
- Krutenko D.S. The heat flow properties and petrographically composition of the Paleozoic basement (the south-eastern part of Western Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*,

- 2022, vol. 17, no. 4, pp. 1–28. In Rus. Available at: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/3fd/32_2022.pdf (accessed 6 April 2023).
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. Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [The basement and platform development of Western Siberian Plate]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 143 p.
 13. Ulmishek G.F. *Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia*. Reston, Virginia, USA, US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. 49 p.
 14. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoyско-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the south-eastern part of Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
 15. *Atlas. Geologiya i neftegazonosnost Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga* [Atlas. Geology and oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug]. Khanty-Mansiysk, Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil, 2004. 148 p.
 16. Isaev V.I., Krutenko D.S., Lobova G.A., Osipova E.N., Starostenko V.I. Mapping of Western Siberian heat flow (southeast). *Geofizicheskiy zhurnal*, 2021, vol. 43, no. 6, pp. 173–195. In Rus.
 17. Kutas R.I., Kobolev V.P. The thermal regime of the southern margin East-European craton. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019, vol. 249, pp. 1–4. Available at: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/249/1/012034/pdf> (accessed 6 April 2023).
 18. Bradski G., Kaehler A. *Learning OpenCV: computer vision with the OpenCV library*. Sebastopol, O'Reilly Media, Inc., 2008. 556 p.
 19. Shi R., Conrad S.A. Correlation and regression analysis. *Annals of Allergy, Asthma & Immunology*, 2009, vol. 103, no. 4, pp. S35–S41.
 20. Malovichko A.K., Tarunina O.L. *Vysshie proizvodnye gravitatsionnogo potentsiala i ikh primenenie pri geologicheskoy interpretatsii anomalii* [Higher-order derivatives of gravitational potential and its application in geological interpretation of anomalies]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 151 p.

Received: 17 April 2023.

Reviewed: 2 May 2023.

Information about the authors

Daniil S. Krutenko, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valery I. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Stanislav G. Kuzmenkov, Dr. Sc., professor, Yugra State University.

UDC 553:52

FEATURES OF FORMATION, MATERIAL COMPOSITION AND GEOLOGICAL STRUCTURE OF RARE METAL AND PEGMATITE DEPOSITS OF THE KALBA REGION ON THE EXAMPLE OF THE YUBILEINOE DEPOSIT

Tatyana A. Oitseva^{1,2},
tatiana.oitseva@gmail.com

Boris A. Dyachkov^{1,3}

Ainel Ye. Bissatova¹,
bisatova.ainelya@mail.ru

Gulizat B. Orazbekova⁴,
orazbekova@bk.ru

Stanislav S. Zinyakin¹,
s.zinyakin@yandex.ru

¹ D. Serikbayev East Kazakhstan Technical university,
69, Protozanov street, Ust-Kamenogorsk, 070004, Kazakhstan.

² LLP «Geos»,
123-197, Protozanov street, Ust-Kamenogorsk, 070004, Kazakhstan.

³ Altai Geological and Environmental Institute LLP,
21, Karl-Liebknecht street, Ust-Kamenogorsk, 070004, Kazakhstan.

⁴ Shakarim university Semey,
20a, Glinka street, Semey, 071400, Kazakhstan.

The relevance of the research is caused by the lack of knowledge on the behavior of rare metal in pegmatite ore formation in the Kalba region and the need to expand the rare-metal mineral resource base of the region and to establish geological and mineragenic mapping.

The aim of the research is to identify the features of geotectonic development, geological structure and material composition of the rare-metal deposit Yubileinoe (Kalba region).

Study area: large industrial rare metal deposit Yubileinoe and its mineral complexes.

Methods: detailed geological-geochemical and mineralogical study of the region of work, use of materials from works of previous years, stock literature, as well as laboratory studies (mass spectrometric, microprobe, geochronological and other studies). The structural relationships of minerals with each other, as well as the geochemical interpretation of the results of laboratory studies, were taken into account during diagnosing mineral complexes.

Results. Spatial and genetic relationship of rare-metal pegmatite deposit (Nb, Ta, Be, Cs, Li, Sn) with granites of the I phase of the Kalba complex P₁ (285 Ma), is distinguished. In the location of the Yubileinoe deposit, the leading ore-controlling role is given to the system of deep latitudinal faults of ancient origin, renewed in the Hercynian cycle. A geological and genetic model of rhythmically pulsating rare-metal pegmatite formation of the Yubileinoe deposit is presented, which reflects the zonal development of mineral complexes from oligoclase-microcline (barren) to albite, greisen, spodumene-containing and pollucite-bearing (ore) with an increasing concentration of mineralization. Information was obtained on the composition of pegmatite ores with the release of typomorphic minerals (clevelandite, lepidolite, colored tourmalines, spodumene, pollucite, ixiolite, etc.) and the main geochemical elements of rare metal ore formation (Nb, Ta, Be, Cs, Li, F, P, etc.).

Key words:

Kalba region, granitoid, Yubileinoe deposit, rare metals (Nb, Ta, Be, Cs, Li, etc.), modeling, forecasting.

Introduction

The Kalba region is located in East Kazakhstan and, in terms of geotectonic zoning, is included in the general geostructure of the Great Altai (hereby GA) which is part of the Central Asian mobile belt [1, 2]. In the north-east it is limited by the Irtysh zone of crumpling, in the south-west along the Terekta fault it is separated from the West Kalba. The southeastern flank of the structure continues to China; in the northwest it is mainly overlain by a cover of loose deposits of the Kulunda depression. Kalba granitoid belt of the northwestern direction is formed in the Hercynian cycle in a post-collisional (orogenic) geodynamic setting – the spatial-genetic relationship of the

leading geological-industrial type of rare-metal pegmatites deposits (Nb, Ta, Be, Cs, Li, Sn) with medium-coarse-grained biotite phase I granites of the Kalba complex (P₁, 285 million years) [3, 4]. The study of the mineralogical composition of Kalba pegmatites was greatly contributed by A.I. Ginzburg, V.D. Nikitin, S.G. Shavlo, N.A. Solodov, V.I. Kuznetsov, Yu.A. Sadovsky, V.A. Filippov and others. In metallogenic terms, this is the major rare metal structure of East Kazakhstan, the prospects of which have not yet been exhausted. The features of the formation, material composition and geology of this structure will be considered on the example of the Yubileinoe deposit, located in Central Kalba and being a

large industrial rare metal deposit. At present, the most important task is to forecast and search for new rare metal objects in order to strengthen the raw material base for rare metal production enterprises [5].

Materials and methods

The study included field and analytical work. Extensive materials of geological-surveying, prospecting and exploration works carried out in different years in the study area were used [6–8].

The samples for laboratory research were taken from ore-bearing rocks and rare-metal pegmatites of the Yubileinoe deposit (more than 200 samples). As a sample, fragments of samples, the remains of core samples were taken, the furrows of the ditches were retested. Analytical studies were carried out in the VERITAS laboratory of the D. Serikbaev East Kazakhstan Technical University (Ust-Kamenogorsk). The chemical composition of minerals were analyzed on the Agilent 7500cx ICP-MS mass spectrometer from Agilent Technologies (Agilent Technologies, Santa Clara, CA, USA) and an MC-46 Cameca microprobe (Cameca, Gennevilliers, France), which determined 73 elements with high sensitivity (Cu, Pb, Zn, Au, Ag, Cd, Pt, In, Ir, Y, Yb, TR, etc.), on Jeol-100C scanning electron microscopes with a Kevex-Ray energy-dispersive attachment and an ISM-6390 LV from Jeol with an INCA Energy attachment from OXFORD, which also studied fluid inclusions of ore and associated minerals, and also determined impurity elements (Au, Ag, Sb, As, Pt, In, U, etc.) in them.

Geochronological studies were carried out using the step heating method $40\text{Ar}/39\text{Ar}$. The analyzes were performed at the Institute V.S. Sobolev (Novosibirsk, Russia). In total, more than 30 datings were performed. The isotopic composition of argon was measured on a Micro-mass Noble Gas 5400 mass spectrometer.

Geological structure of the Yubileinoe deposit

The largest rare-metal (Ta, Nb, Be, Li, Sn, W) deposits of the GA are located in the Kalba-Narym metallogenic zone [3, 9, 10]. The belt comprises the Shulba, Northwest Kalba, Central Kalba, and Narym ore districts. Central Kalba is the richest district, with many large pegmatitic rare-metal deposits (Bakennoe, Belaya Gora, Yubileinoe, etc.), which were operated by the Belogorsk Mining and Processing Combine before 1994 but have been suspended since then (Fig. 1).

Pegmatitic rare-metal mineralization in the Central Kalba district is spatially and genetically associated with Early Permian (P_1) postcollisional granite magmatism (Kalba complex) [4, 11–13]. The deposits occur in the zoned Ognev-Bakenny (Ognevskoe, Bakennoe, et.), Asubulak (Yubileinoe, Ungursay, Karmen-Kuus, etc.), and Belogorsk-Baimurza (Belaya Gora, Upper Baimurza, etc.) fields controlled by systems of W-E large faults with pinnate fractures and faults.

The Yubileinoe deposit was discovered in 1955 by G.I. Kazaryan, P.I. Vershkov and V.A. Filippov. Later it was studied by many geologists (K.I. Ivanova, E.P. Pushko, M.M. Ukolov, V.K. Remez, V.V. Lopatnikov, etc.). It is spatially located in the hanging side of the

Asubulak ore field, controlled by a sublatitudinal deep fault (Fig. 1) [6–9].

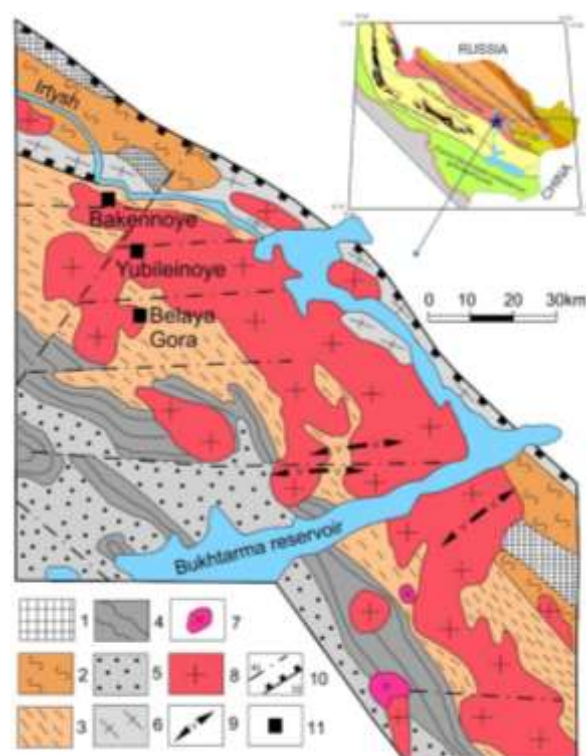


Fig. 1. Simplified geology of the Central Kalba ore district. Performed on the material of B.A. Dyachkov [10]: 1 – amphibolites and gneisses ($PR?$); 2 – greenschist metamorphic rocks (D_{1-2}); 3 – carbonaceous sandstones, siltstones, and slates (D_3); 4 – carbonaceous-calcareous-clastic flysch (C_{1V2-3}); 5 – siltstones, sandstones, and graywacke (C_1s); 6 – migmatites and gneiss granites (C_1); 7 – plagiogranites and granodiorites, C_3 ; 8 – granites of phase 1 Kalba complex (P_1); 9 – gabbro, dolerites, granites, and porphyry (P_2-T_1); 10 – faults that control mineralization (a) and boundary of Irtysh shear zone (b); 11 – pegmatite deposits

Рис. 1. Схема геологического строения Центрально-Калбинского рудного района [10]: 1 – амфиболито-гнейсовая формация ($PR?$); 2 – метаморфизованные «зеленосланцевые» отложения (D_{1-2}); 3 – углеродисто-песчаниково-алевролитовая, аспидная (D_3); 4 – флишиодная углеродисто-известковисто-терригенная (C_{1V2-3}); 5 – граувакковая алевролито-песчаниковая (C_1s); 6 – мигматит-гнейсогранитовая (C_1) формации; 7 – плагиогранит-гранодиоритовая, C_3 ; 8 – граниты первой фазы калбинского комплекса (P_1); 9 – габбро-диабаз-гранит-порфировая формация (P_2-T_1); 10 – рудоконтролирующие разломы (a) и граница Иртышской зоны смятия (b); 11 – пегматитовые месторождения

The pegmatite field is confined to large troughs of the roof of the Tastube and Priirtysh granite massifs, dissected by faults. The ore field is elongated in the sublatitudinal direction for 8–10 km with a width of 2–3 km. In its structure, hornfelsed sandstone-siltstone deposits of the slate formation (Takyr suite, D_3) and plagiogranites (C_3)

are fragmentarily fixed, but most of the ore field is occupied by granites of the Kalba complex (P₁), represented by two intrusive phases [3, 13–15]. The first phase is medium-coarse-grained porphyritic biotite granites, the second phase is medium-uniform-grained muscovitized (two-mica granites). The ores were deposited during multiple tectonic events under compression and extension cycles, which provided cyclic inputs of pegmatite-forming fluxes and metasomatic replacement of previous mineral assemblages in pegmatite veins [16, 17].

According to previous researchers (T.M. Nikitina, B.A. Dyachkov, A.E. Ermolenko, etc.), thickness varia-

bility and uneven distribution of rare elements (Ta, Li, Sn, etc.) along the strike and dip of ore deposits are revealed with the construction of horizontal plans and the calculation of isopowers and isoconcentrations of rare elements [4–9]. Based on this, a linear-nodal distribution of rare-metal mineralization is determined at the Yubileinoe deposit with ore concentration maxima in its thickened parts and at the intersection of ore-localizing fracture structures with the formation of ore-bearing bands or ore bands of northwestern strike (Fig. 2). The distance between the ore belts is 200–300 m, their inclination in the southeast direction at an angle of 20°.

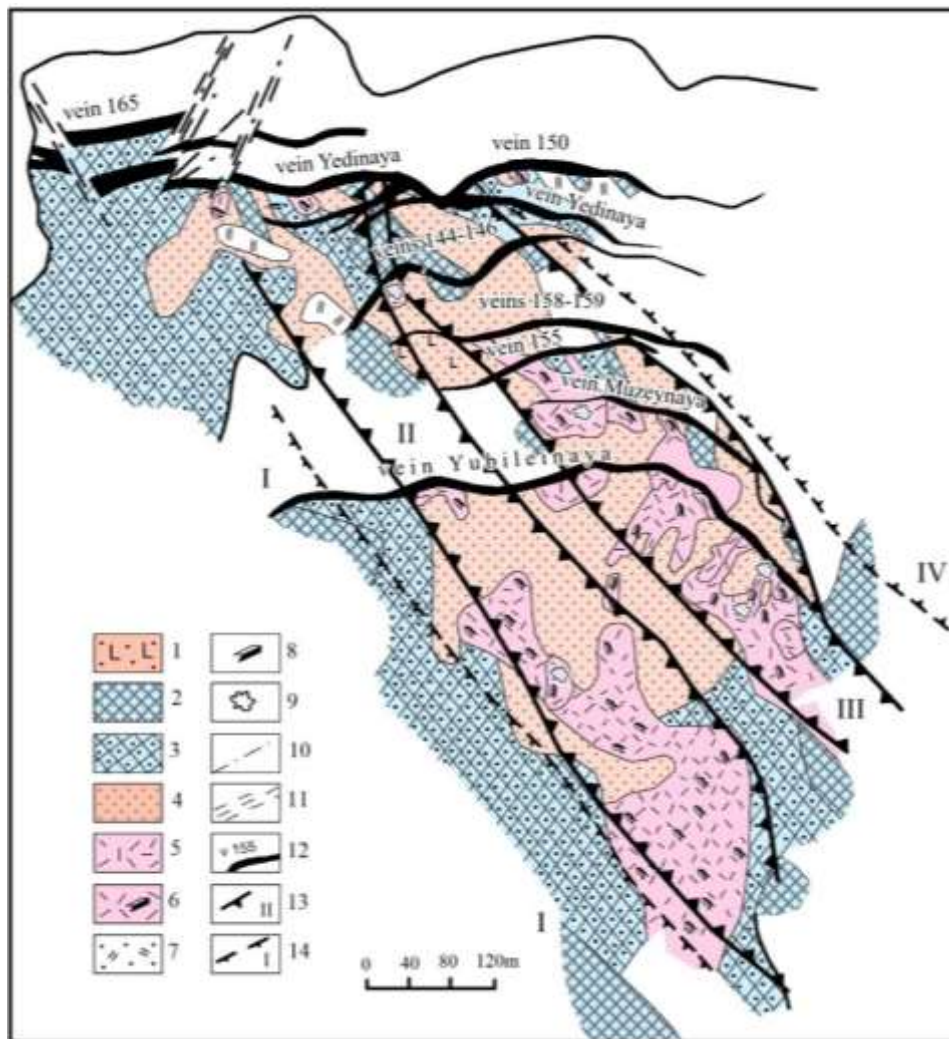


Fig. 2. Plan of distribution of mineral complexes along the pegmatite veins of the Yubileinoe deposit. Performed by T.A. Oitseva based on materials [6]. Mineral complexes: 1 – microcline oligoclase with albite; 2 – microcline; 3 – microcline-albite; 4 – albite; 5 – spodumene-bearing; 6 – spodumene-clevelandite-quartz; 7 – quartz-albite-muscovite (greisen). Minerals: 8 – spodumene; 9 – lepidolite in association with pollucite, petalite, colored tourmalines; 10 – discontinuous violations (post labor); 11 – zones of increased fracturing; 12 – ore veins and their names. Ore belts: 13 – installed; 14 – alleged, and their numbers

Рис. 2. План распределения минеральных комплексов по пегматитовым жилам Юбилейного месторождения. Выполнено Т.А. Ойцевой по материалам [6]. Минеральные комплексы: 1 – олигоклаз микроклиновы с альбитом; 2 – микроклиновы; 3 – микроклин-альбитовый; 4 – альбитовый; 5 – сподумен-кварцевый; 6 – сподумен-содержащие; 7 – кварц-альбит-мусковитовый (грейзеновый). Минералы: 8 – сподумен; 9 – лепидолит в ассоциации с поллуцитом, петалитом, цветными турмалинами; 10 – разрывные нарушения (пострудные); 11 – зоны повышенной трещиноватости; 12 – рудные жилы и их названия. Рудные ленты: 13 – установленные; 14 – предполагаемые, и их номера

Results of the study of leading mineral complexes

The zonal distribution of mineral complexes in pegmatites of Yubileinoe deposit is clearly manifested, which was noted in the works of N.A. Solodov, V.A. Filippov, D.Ya. Aizderzis, E.P. Pushko, A.M. Smirnov and other researchers. The characteristics of the leading mineral complexes are given [3, 9, 18, 19].

The *albite complex* is widely developed. It is composed mainly of albite (95 %) with an insignificant admixture of quartz (up to 5 %), muscovite, tourmaline, garnet and other minerals. Outwardly, it is a rock of massive appearance, white, composed mainly of fine-grained and sugary albite (Fig. 3, a). They contain tantalite-columbite in the form of fine dissemination (up to 0,5 mm in size), prismatic crystals of dark brown and black color. Less commonly, cassiterite crystals of a dipyramidal-prismatic appearance of various colors from reddish-brown and pale green to colorless are observed. A distinctive feature of the complex is its enrichment

with phosphates of Li, Mn, Fe, forming nests, lenses and black spots (Fig. 3, b).

The varieties of this complex are found in the central parts, hanging and recumbent sides of pegmatite veins. In crusts, they contain (in grams per ton): tantalite-columbite (263), cassiterite (452,8), minerals of the samarskite-fergusonite group (33,7). Apatite, garnet, tourmaline (scherl and verdelite) and phosphates of Li, Mn, Fe are also characteristic. Spodumene, zircon, sphalerite, corundum, fluorite and biotite are also noted. In lithium phosphates, the contents of P, Li, Mn (more than 1 %) and rare elements (wt. %) are increased: Ta (0,08–0,1), Sn (0,01–0,3), Be (up to 0,01), significant contents of Mo, As, Sb, Zn are noted. According to the results of mass spectrometric analysis, albite is slightly enriched in rare elements (in grams per ton): Ta (26,33), Sn (22,88), Nb (67,43). The content of rare alkalis reaches: Li (112,3), Rb (381,4) and Cs (19,6).

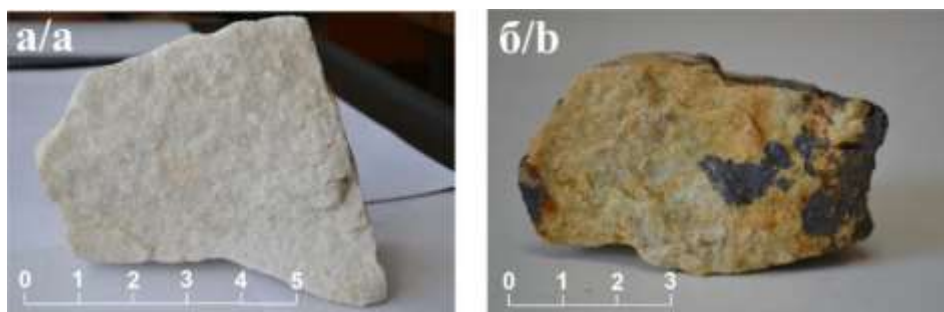


Fig. 3. Typomorphic minerals of the albite complex: a) massive sugar albite; b) with phosphates of lithium and manganese

Рис. 3. Типоморфные минералы альбитового комплекса: а) сахаровидный альбит массивного облика; б) с фосфатами лития и марганца

In albitized pegmatites with spodumene, the concentrations of Li (3664) and Sn (up to 110 grams per ton) are increased. BSE images in pegmatites with lithium and manganese phosphates are dominated by albite; inclusions of fluorapatite containing scheelite impregnation (WO_3 – 59,85 %) are characteristic. Quartz, muscovite, tourmaline and sphalerite are also noted (Zn – 50,27 %). Among the lithium-bearing manganese minerals of the triphillite-lithiophyllite group – $\text{Li}(\text{Fe}_2+\text{Mn}_2)(\text{PO}_4)_2$, syclerite ($\text{LiMn}_2+\text{PO}_4$) was first discovered. New formations of sodium and calcium-containing manganese phosphates were determined: firefeldite $\text{Ca}_2\text{Mn}(\text{PO}_4)_2$, natrophyllite (P_2O_5 – 40,88; MnO – 29,27 и Na_2O – 10,16 %) and beusite (Ca – 34,47; P – 13, 48 %) associated with albite, pyrolusite, and quartz.

Ore minerals are represented by microinclusions of tantalite (ferrotantalite), in which Ta_2O_5 prevails over Nb_2O_5 (4,59 times), and the FeO content (13,64 %) is significantly higher than MnO (1,58 %). Beryl forms crystals (more than 300 microns in size), which are intersected by quartz and contain inclusions of pyrolusite and muscovite. In general, the albite complex is geochemically specialized in Nb, Ta, Be, Sn, Li, in practical terms it is accompanied by ordinary ores (Ta_2O_5 of about 100 grams per ton), accounting for about 12 % of the total reserves of rare metals in the Yubileinoe deposits.

The *quartz-albite-muscovite (greisen) complex* occurs locally in different parts of the veins. In the inner zones, it is associated with the albite-spodumene complex. Outwardly, it is a coarse-grained greisen of greenish color, consisting mainly of muscovite (more than 50 %), quartz and albite (Fig. 4).

Typomorphic indicator minerals are green muscovite, fluorapatite, apatite, and green tourmaline (verdelite). Spodumene is rare. Ore minerals are represented by dissemination of tantalite, ixiolite (Ta , Nb , Sn , Fe , Mn) $_4\text{O}_8$, uranium-bearing microlite (Ta – 31,33; U – 4,46–6,57), cassiterite, zincite and others. Tantalite-columbite forms lamellar and tabular black crystals. Apatite in crushes is noted in the form of fragments of prismatic crystals of various colors (2458 grams per ton), fine-crystalline apatite with an impurity of Li_2O – 0,54 %. A distinctive feature of the greisen complex is its enrichment in tantalum (the average Ta_2O_5 content is more than 0,3 %). According to spectral analyzes, the Ta content reaches 0,5–1 %, and in tantalite crushes – 4460 grams per ton. In the greisens of the vein, the single concentration of tantalite is 2564,3 grams per ton. Abnormal contents of tantalum in greisens have been established at other pegmatite objects: Ungursai (Ta_2O_5 – 1500 grams per ton, Nb_2O_5 – 125 grams per ton) and Kwartsevo in North-West Kalba (Ta_2O_5 up to 0,225 %).

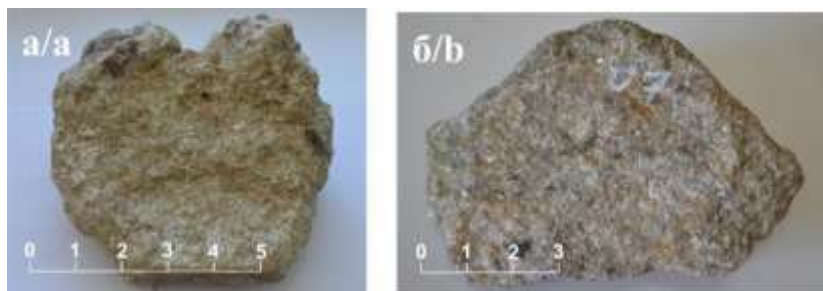


Fig. 4. Typical samples of quartz-albite-muscovite (greisen) complex in the Yubileinoe deposits: a) greisen of greenish-gray color; b) greisen with muscovite and impregnated tantalite

Рис. 4. Типичные образцы кварц-альбит-мусковитового (грейзенового) комплекса на Юбилейном месторождении: а) грейзен зеленовато-серой окраски; б) грейзен с мусковитом и вкрапленностью танталита

Spodumene-bearing complexes are the main concentrators of rare-metal mineralization. New research results show that the most productive are quartz-clevelandite-spodumene-lepidolite (colored) and quartz-clevelandite-lepidolite-pollucite complexes and their varieties [10, 20, 21]. Similar pegmatites are widespread in other rare-metal provinces [22–27]. The main feature is the complexity of the composition of pegmatites containing unique minerals of several generations (clevelandite, lepidolite, spodumene, petalite, amblygonite, pollucite, colored tourmalines, cassiterite, tantalite-columbite, manganotantalite, microlite, etc.) and rich complex ores (Sn+Ta+Cs+Li). The following minerals are among the most leading indicators of rare metal pegmatite formation.

Micas are widespread in all mineral complexes of the Yubileinoe deposit and other rare-metal objects of Kalba. An increased lithium content of micas was found not only in lepidolite, but also in transparent muscovites. They are also enriched in Ta, Nb, Be, Rb, Cs, Sn, W and are prospecting indicators of rare-metal mineralization.

Greenish lithium-bearing muscovites (in association with fluorapatite and verdelite) indicate the enrichment of the quartz-albite-muscovite (greisen) complex with tantalum at the level of hurricane values (up to 0,3 % and more). On a scanning microscope in muscovites, fluid microinclusions of tantalite, cassiterite, fluorapatite, ilmenite and galena (in the first units and tens of microns) are observed. Cryptocrystalline varieties of muscovite (gilbertite) of the Karmen-Kuus ore occurrence are enriched in rare alkalis (Li+Rb+Cs=12576 grams per ton) with the content of Sn (149 grams per ton) and Ta (18,5 grams per ton).

Lepidolite is the main indicator of a productive quartz-clevelandite-lepidolite (colored) complex (Fig. 5, a). It is represented by two varieties: 1) large- and medium-scaled, forming large aggregates in association with clevelandite and quartz; 2) fine-hidden scaly, fixed in the form of metamorphic quartz-lepidolite nests among other minerals.

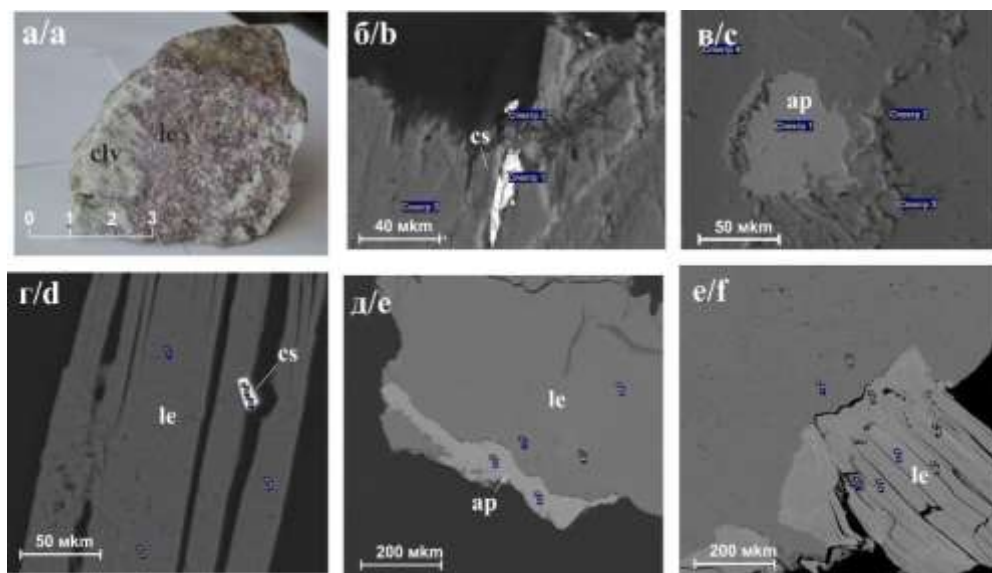


Fig. 5. Microinclusions of minerals from the greisen complex of the Yubileinoe deposit. Analyst I.V. Aborneva. a) replacement of lamellar clevelandite by lepidolite; b) larger micrograins of vein-shaped cassiterite in lepidolite; c) relict grain of apatite corroded by albite and lepidolite; d) inclusion of cassiterite in lepidolite; e) micrograin apatite in the rim of lepidolite plate

Рис. 5. Микровключения минералов грейзенового комплекса Юбилейного месторождения. Аналитик И.В. Аборнева. а) замещение лепидолитом пластинчатого клеветандита; б) более крупные микрзерна касситерита прожилковой формы в лепидолите; в) реликтовое зерно апатита, разъедаемое альбитом и лепидолитом; г) включение касситерита в лепидолите; д) микрзерно апатита в оторочке лепидолита; е) пластинка лепидолита

Lepidolite is characterized by a high Li content (up to 16240 grams per ton); at the micro level, inclusions of cassiterite, fluorapatite, apatite and scheelite are noted in it (Fig. 5, b–f). In this complex, according to the results of mass spectrometry, anomalous contents (grams per ton) were determined: Nb (1940), Ta (248,7), Rb (4746), Li (7160), P (3357), Sn (80,54), at low values of W (2,44) and Mo (1,2). Significant contents of Ag (0,51), Sb (2,9), Au (0,30), Pd (0,12), Bi (0,34), Tl (7,82), In (0,24). According to the BSE microanalysis, the complex consists (%) mainly of SiO_2 (49–52), Al_2O_3 (24–28), K_2O (10,9), F (5,6–6,4), impurity WO_3 (1,35–3,25) and other components.

Spodumene from the pyroxene group (Li , $\text{Al}[\text{Si}_2\text{O}_6]$) is one of the major indicator minerals of rare metal pegmatite formation. It forms prismatic crystals of a plank appearance (up to 0,5 m in size) of yellowish-white and beige color, glassy luster, with secondary changes acquiring a pinkish color. Aggregate clusters with an oriented distribution of spodumene crystals associated with quartz, cleveandite, and amblygonite are noted (Fig. 6). The

main crystallographic faces of the spodumene prism m {110} and the pinacoid a {110}.

At the microlevel, it contains inclusions of cassiterite ($\text{Sn} - 34,51$ wt. %), scheelite with tantalum impurity ($\text{W} - 45,67$; $\text{Ta} - 10,27$) and native iron (with Zn impurity – 13,38; $\text{Pb} - 7,53$) (Fig. 7).

According to the ICP-MS results, rare earths in spodumene are represented mainly by the lanthanide group of elements (12 grams per ton). The content of chalcophilic elements reaches (grams per ton): Cu (107,3), Zn (116,4), Pb (410,6), Sb (40,3), Ag (17,5), Au (0,35), Pd (0,31). Above-high values of B, Ga, Ge, Tl were determined. Among the alkaline elements, Na (10722 grams per ton) is sharply prevalent. Content of Li (up to 16240 grams per ton), Sn (up to 448,87) with an uneven distribution of Ta, Nb, Be. In terms of high concentration, Li approaches the Koktogai deposit (China). The noble metal group of elements is represented by Ag (17,52), Au (0,22), Sb (40,30). Studies have shown that spodumene contains a wide range of rare elements (Li, Ta, Nb, Sn, W) and is one of the main indicator minerals of rare metal pegmatite formation.

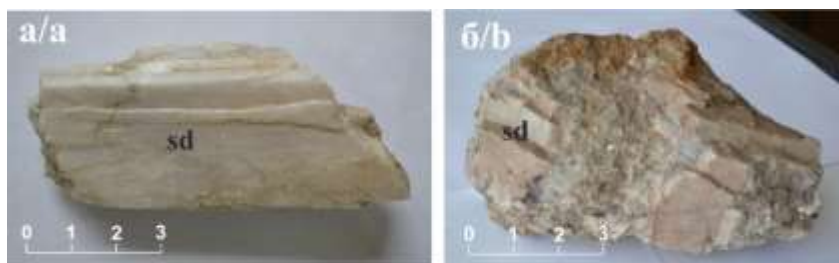


Fig. 6. Typomorphic samples of the spodumene lepidolite-spodumene-cleveandite complex: a) prismatic crystal of spodumene with glass luster; b) metasomatic replacement of spodumene with quartz-albite-mica vein

Рис. 6. Типоморфные образцы сподумена лепидолит-сподумен-клевеландитового комплекса: а) призматический кристалл сподумена со стеклянным блеском; б) метасоматическое замещение сподумена кварц-альбит-слюдистым прожилком

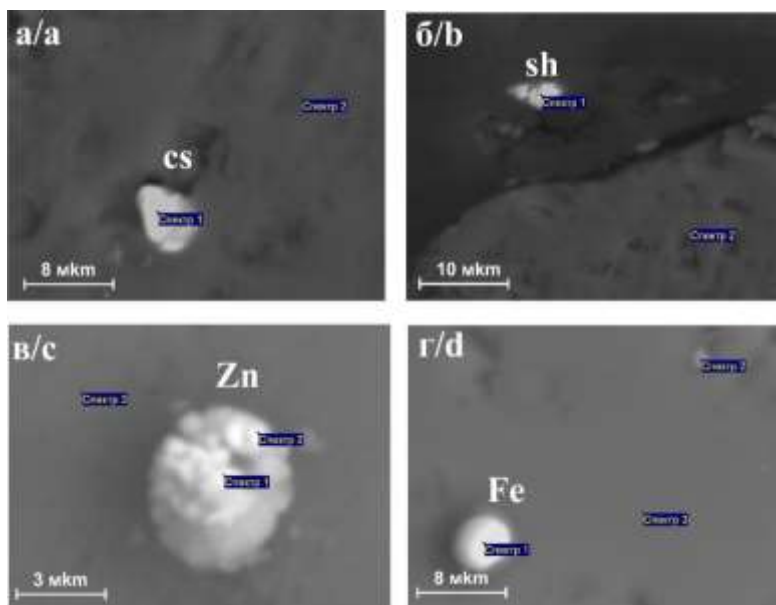


Fig. 7. Micro-inclusions in the spodumene of the Yubileinoe deposit. Analyst A.V. Rusakova. a) micrograin lumpy cassiterite; b) inclusion of scheelite; c) native iron with zinc admixture; d) native teardrop-shaped iron

Рис. 7. Микровключения в сподумене Юбилейного месторождения. Аналитик А.В. Русякова. а) микрозерно касситерита комковидной формы; б) включение шеелита; в) самородное железо с примесью цинка; г) самородное железо каплевидной формы

Ambigonite $\text{LiAl}[\text{PO}_4]\text{F}$ is noted in the form of large prismatic crystals (up to 10–15 cm in size) with well-defined pinacoid faces. It is a typical lithium mineral of the colored

complex, associated with cleveandite, lepidolite, spodumene, pollucite and quartz, forms idiomorphic aggregates. When weathered, it becomes brownish-pink in color (Fig. 8).

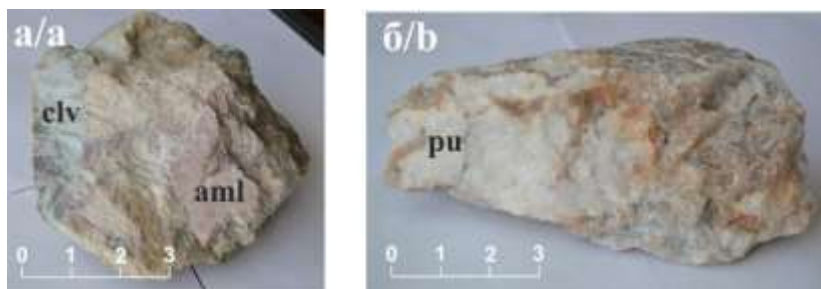


Fig. 8. Typical samples of amblygonite and pollucite of the colored complex: a) relict amblygonite crystal corroded by quartz and fine-flaked lepidolite; b) nest of white pollucite

Рис. 8. Типичные образцы амблигонита и поллуцита цветного комплекса: а) реликтовый кристалл амблигонита, корродируемый кварцем и мелкочешуйчатый лепидолитом; б) гнездо поллуцита белой окраски

Colored tourmalines are also informative minerals, differing in color, morphological characteristics and chemical composition. Black tourmalines (sheri) with a low content of trace elements reflect pegmatites of simple composition. The colored mineral complex contains ag-

gregates of dark green tourmalines of variable color, blue indigolite crystals, polychrome tourmalines, and pink rubellites (Fig. 9). Colored tourmalines are associated with cleveandite, lepidolite, pollucite and are indicators of rich rare metal ores (Ta, Nb, Be, Sn, Li, Cs).



Fig. 9. Rubellite crystals in pegmatites of the Yubileinoe deposit: a) radiant accumulations of rubellite; b) crystals of rubellite in quartz

Рис. 9. Кристаллы рубеллита в пегматитах Юбилейного месторождения: а) лучистые скопления рубеллита; б) кристаллы рубеллита в кварце

Cleveandite forms curved large-lamellar crystals of bluish-gray color, associated with quartz, lepidolite, spodumene, petalite, and other minerals (Fig. 10).

According to the BSE image data, cleveandite consists (in %) of Na_2O (11,48), Al_2O_3 (20,1), SiO_2 (67,28), P_2O_5 (0,37), K_2O (0,16), CaO (0,18). It is characterized by a patchy openwork and veinlet dissemination of fluorapatite

($\text{F} - 5,33$; $\text{P}_2\text{O}_5 - 34,33$; $\text{CaO} - 47,47$ %). According to the results of mass spectrometry, increased contents (grams per ton) were found in cleveandite: Li (348,15), Sn (353,3), Ta (17,59). The amount of rare earths is low (5,46 grams per ton) with a maximum Dy value (3,07 grams per ton). Other elements are represented (in grams per ton) mainly Fe (5573), Mn (110), Ti (87) and Cr (66).



Fig. 10. Cleveandite varieties in quartz-spodumene-lepidolite (colored) complex: a) aggregates of bluish-gray cleveandite; b) cleveandite in association with quartz, large-lamellar lepidolite, and spotted petalite

Рис. 10. Разновидности клеवलандита в кварц-сподумен-лепидолитовом (цветном) комплексе: а) агрегаты клеवलандита голубовато-серого цвета; б) клеवलандит в ассоциации с кварцем, крупнопластинчатым лепидолитом и петалитом пятнистой окраски

Pollucite $\text{Cs}[\text{AlSi}_2\text{O}_6]$ belongs to the latest pegmatite minerals, closely associated with lithium-bearing micas, amblygonite, petalite, colored tourmalines, fluorapatite, cassiterite, and quartz. It is observed in the form of solid masses of milky white, fine and fine-grained structure, of-

ten of a sugar-like appearance. It is the main mineral of cesium ores, which were mined at the Yubileinoe deposit. The SEM image shows relatively large grains of pollucite (up to 100 μm in size), which are intersected by microlite and late generation cassiterite (Fig. 11).

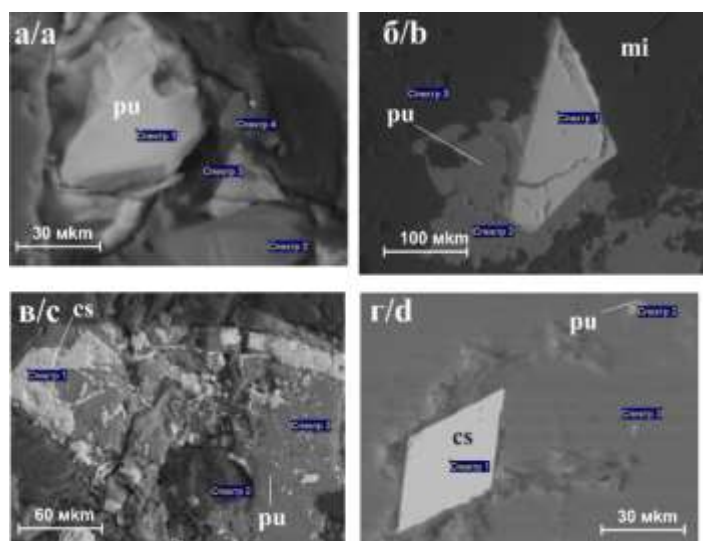


Fig. 11. Microinclusion of rare-metal minerals in pegmatites of the non-ferrous complex: a) micrograins of pollucite; b) intergrowth of tantalum-bearing microlite and pollucite; c) nested and vein accumulations of cassiterite in pollucite; d) cassiterite crystal in a Q-Al matrix

Рис. 11. Микровключения редкометалльных минералов в пегматитах цветного комплекса: а) микрозерна поллуцита; б) сросток танталонесущего микролита и поллуцита; в) гнездовидные и прожилковые скопления касситерита в поллуците; г) кристалл касситерита в Q-Al матрице

Tantalite is the main ore mineral, represented by large black crystals and forms a fine dissemination (5–8 mm) in quartz, cleveandite, lepidolite, spodumene and other minerals. It is also noted in the form of irregular grains or

short-prismatic and tabular crystals of brownish-black color (Fig. 12). Several morphological varieties have been identified, differing in the appearance of crystals, chemical composition and distribution of impurity elements.



Fig. 12. Tantalum-bearing minerals of rare metal pegmatites: a) tantalite crystals; b) nested cluster of tantalite crystals in granular bud-shaped quartz

Рис. 12. Танталонесущие минералы редкометалльных пегматитов: а) кристаллы танталита; б) гнездовидное скопление кристаллов танталита в зернистом почковидном кварце

Based on the results of analyzes at the Yubileinoe deposit, the following types of tantalites were identified: 1) manganotantalites – $\text{Mn}(\text{Ta}, \text{Nb})_2\text{O}_6$, enriched in manganese (Mn/Fe ratio=10,3–16,9); 2) tapiolites of increased iron content – $\text{Fe}(\text{Ta}, \text{Nb})_2\text{O}_6$; 3) ixiolites with increased Sn content (more than 10 %) and 4) fluorine-containing microliths $(\text{Ta}, \text{Nb}, \text{Li}, \text{Sn}, \text{Fe}, \text{Mn})_4\text{O}_8$. Tantalites are characterized by sodium alkalinity ($\text{Na}/\text{K}=1,5–11,3$), which in association with the composition of cleveandite and spodumene reflects the alkaline environment of ore deposition. The increased manganese content of tantalum-bearing minerals is confirmed by the results of BSE

analyzes, the average MnO content (16,33 %) sharply prevails over FeO – 0,71 % (23 times).

The varieties of tantalum-bearing minerals at the micro level are shown in Fig. 13. Columbite is represented by columnar crystals ($\text{Nb}/\text{Ta}>2,2$ times). In the microlite, the Ta content is 52,23 wt. %, the W impurity content is 5,80; Ca – 4,07; F – 0,04 (Fig. 14, b). Uranium-bearing tantalite ($\text{Ta} = 55,76$; $\text{Nb} = 3,18$ wt. %), revealed Pb impurities – 8,09; U – 9,37), nanodispersed dissemination of Ta, W, U, Pb, Hf, Ca, Au are recorded, uranium rings are clearly manifested (Fig. 14, c). In a lumpy grain of manganotantalite (Fig. 14, d), the ratio of Mn, Nb and Ta is

1:2:3,2. In ixiolite, the weight contents of Ta (39,50), Sn (27,02), and Au (1,17 wt. %) were determined.

According to mass spectrometry data, the Ta/Nb coefficient in tantalum-bearing minerals varies from 0,36 to 5,92. The content of rare earths is low (REE up to 30 grams per ton) with a predominance of the light group of elements over the heavy (1,9–6,4 times). In microlites, characteristic impurity elements (grams per ton): Zr (up to 28140) and Hf (up to 8887), B (up to 320), Hg (11,03), U (up to 895) and In (up to 266,2) (for account of the admixture of cassiterite). For the first time, according to the results of electron microscopy in tantalites, the weight contents of noble metal elements (Au, Ag, Pt, Ir, Cd, Sb), in particular Au, more than 50 grams per ton, were determined. Thus, in the course of the evolution of the pegmatite process, there was a change in the composition and an increase in the varieties of tantalum-bearing minerals from columbite and ferritantantalite to tantalite-columbite, manganotantalite, ixiolite and microlite with an increased concentration of tantalum in later mineral complexes.

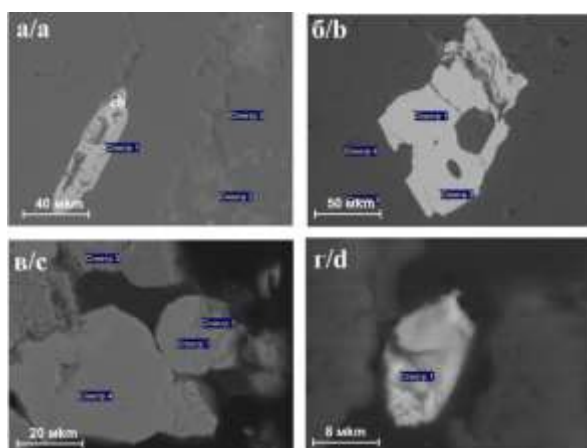


Fig. 13. Microinclusions of tantalum-bearing minerals in rare metal pegmatites: a) columbite crystal; b) micrograin microlite; c) uranium-bearing tantalite; d) submicroscopic inclusion of manganotantalite

Рис. 13. Микровключения танталоносных минералов в редкометалльных пегматитах: а) кристалл колумбита; б) микрозерно микролита; в) ураноносный танталит; г) субмикроскопическое включение мanganотанталита

Conclusion

New data have been obtained on the formation patterns, features of the material composition of ores of Yubileinoe rare-metal pegmatite deposit and its geological structure. Based on geological, geochemical and miner-

alogical studies, information was obtained on the composition of pegmatite ores with the release of typomorphic minerals (clevelandite, lepidolite, colored tourmalines, spodumene, pollucite, ixiolite, etc.) and main geochemical elements of rare metal ore formation (Nb, Ta, Be, Cs, Li, F, P, etc.).

New studies of the material composition of pegmatites were carried out by the authors using modern laboratory methods to study typomorphic minerals and geochemical elements of a rare-metal pegmatite formation of the Yubileinoe deposit as an example. Rare metal pegmatites were formed as a result of the multistage development of metasomatic processes: microclinisation, accompanied by the formation of block microcline pegmatites and mineral paragenesis (block quartz and microcline, large-lamellar muscovite, columbite and beryl); albitisation, which is associated with the formation of albite-microcline and albite mineral complexes, which are the matrix of rare-metal pegmatite veins with ordinary beryl-lithium-tin-tantalum ores; greisenisation, fixed by a quartz-albite-muscovite complex, in the inner parts of pegmatite veins; typomorphic minerals – green lithium-bearing muscovite, fluorapatite, verdelite, tantalite-columbite, and cassiterite; spodumenisation, manifested by new formation of the most productive mineral complexes (quartz-spodumene, quartz-spodumene-clevelandite, quartz-clevelandite-spodumene-lepidolite, etc.).

The general evolution of pegmatite formation was accompanied by a more complex shape and increase in the thickness of pegmatite veins, increase in the amount of ore and accompanying minerals, concentration of rare metal mineralization (Ta, Li, Sn) and increase in the contents of Zr, Hf, U, TR.

The study was supported by Geology Committee of the Ministry of Ecology, Geology and Natural Resources of the Republic of Kazakhstan (grants BR10264558).

The authors express their sincere gratitude to Dr. Sc., professor of the Russian Academy of Sciences Alexander G. Vladimirov, Dr. Sc., professor Boris A. Dyachkov, Dr. Sc., Sergey Z. Smirnov, Cand. Sc. Marina A. Mizernaya, Cand. Sc. Nikolai N. Kruk for consultations on the structural position of the area of work, as well as for participation in joint geological and geochronological research of Ph.D. Oksana N. Kuzmina., Dr. Sc. Sergey V. Khromykh, Dr. Sc. Irina Yu. Annikova, Dr. Sc. Pavel D. Kotler, Dr. Sc. Evgeny I. Mikhnev. Special thanks should be paid to the specialists of the laboratory of engineering profile «VERITAS» and the Institute of Geology and Mineralogy SB RAS named after V.S. Sobolev for help in carrying out analytical work, namely to Aidar B. Sadibekov, Alena V. Rusakova, Stanislav N. Polezhaev, Nikolai S. Karmanov, Irina Vladimirovna Aborneva.

REFERENCES

- Buslov M.M. Tectonics and geodynamics of the Central Asian fold belt: the role of Late Paleozoic large-amplitude strike-slip faults. *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no.1, pp. 66–90. In Rus.
- Safonova I. The Russian-Kazakh Altai orogen: an overview and main datable issues. *Geoscience Frontiers*, 2014, no. 5, pp. 537–552.
- Shcherba G.N., Stuchevsky N.I., Nakhtigal G.P., Antonenko A.N., Lyubetsky V.N. *Bolshoy Altay (geologiya i metallogeniya). Geologicheskoe stroenie* [Greater Altai (geology and metallogeny). Geological structure]. Almaty, Gylm, 1998. 304 p.
- Kotler P.D., Khromykh S.V., Kruk N.N., Min Sun, Pengfei Li, Khubanov V., Semenova D., Vladimirov A.G. Granitoids of the Kalba batholith, Eastern Kazakhstan: U–Pb zircon age, petrogenesis and tectonic implications. *Lithos*, 2021, vol. 388–389, 106056.
- Dyachkov B.A., Oitseva T.A., Kuzmina O.N., Bisatova A.E. Prospect for expansion and replenishment of rare metal resources and reserves in eastern Kazakhstan. *Gornyi Zhurnal*, 2021, no. 8, pp. 90–95. In Rus.
- Nikitina T.I., Ermolenko A.E. *Geologicheskoe stroenie i otsenka perspektiv Yubileynogo pegmatitovogo mestorozhdeniya Tsentral'noy Kalby* [Geological structure and assessment of the prospects of the Yubileiny pegmatite deposit of Central Kalba]. Ust-Kamenogorsk, Funds of MD «Vostkaznedra» Publ., 1987. 262 p.

7. Aitaliev Zh.A., Brach P.A., Bryushkov V.I., Ergaliev A.E., Shavlo S.G., Shcherba G.N. *Perspektivnye ploshchadi na olovo i redkie metally v Kalba-Narymskom rudnom rayone. Obyasnitelnaya zapiska k karte prognozov masshtaba 1:200000* [Promising areas for tin and rare metals in the Kalba-Narym ore district. Explanatory note to the map of forecasts at a scale of 1:200000]. Alma-Ata, Academy of Sciences of the Kazakh SSR, Funds of MD «Vostkaznedra», 1954. 232 p.
8. Melentiev G.B., Aizderdzis D.Ya. *Informatsionnaya zapiska «Novye dannye o perspektivakh rayona Asu-Bulakskogo i Baymurzinsko-Belogorskogo pegmatitovykh poley (V. Kazakhstan) na tantalovoe i tsezievye orudnenie s rekomendatsiyami po napravleniyu poiskovo-razvedochnykh rabot»* [Information note «New data on the prospects of the Asu-Bulak and Baimurzinsko-Belogorsk pegmatite fields (V. Kazakhstan) for tantalum and cesium mineralization with recommendations for the direction of prospecting and exploration»]. Moscow, Academy of Sciences of the USSR, Funds of MD «Vostkaznedra» publ., 1973. 27 p.
9. Lopatnikov V.V., Izokh E.P., Ermolov P.V., Ponomareva A.P., Stepanov A.S. *Magmatizm i rudonosnost Kalba-Narymskoy zony Vostochnogo Kazakhstana* [Magmatism and ore content of the Kalba-Narym zone of East Kazakhstan]. Moscow, Nauka Publ., 1982. 248 p.
10. Dyachkov B., Oitseva T., Frolova O., Mataibaeva I., Kusmina O. Geotectonic position, and ore potential of intrusive-dyke belts in East Kazakhstan. *Proceeding of 17th International multidisciplinary scientific geoconference*. Bulgaria, SGEM, 2017. pp. 239–246.
11. Wang H., Gao H., Zhang X.-Y., Yan Q., Xu Yi., Kailin Zh., Rui D., Pei Li *Geology and geochronology of the super-large Bailongshan Li–Rb–(Be) rare-metal pegmatite deposit, West Kunlun orogenic belt, NW China. Lithos*, 2020, vol. 360–361, 105449.
12. Levashova E.V., Skublov S.G., Oitseva T.A., Dyachkov B.A., Li X.-H., Li Q.-L., Shatova N.V., Shatov V.V. First age and geochemical data on zircon from riebeckite granites of the Verkhnee Espe rare earth–rare metal deposit, East Kazakhstan. *Geochemistry International*, 2022, vol. 60, no. 1, pp. 1–15. In Rus.
13. Zagorskiy V.E., Makagon V.M., Shmakina B.M., Makrygna V.A., Kuznetsova L.G. *Redkometallnye pegmatity. Granitnye pegmatity* [Rare Earth Pegmatites. Granitic Pegmatites]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1997. Vol. 2, 285 p.
14. London D. Ore-forming processes within granitic pegmatite. *Ore Geology Reviews*, 2018, vol. 101, pp. 349–383.
15. Yarmolyuk V.V., Lykhin D.A., Kozlovsky A.M., Nikiforov A.V., Travin A.V. Age, composition of rocks, and geological setting of the Snezhnoe beryllium deposit: substantiation of the Late Paleozoic East Sayan rare-metal zone (on the example of Ulan-Tologai massif). *Petrology*, 2016, vol. 24, no. 5, pp. 515–536. In Rus.
16. Oitseva T.A., Dyachkov B.A., Kusmina O.N., Bissatova A.Y., Ageyeva O.V. Li-bearing pegmatites of the Kalba-Narym metallogenic zone (East Kazakhstan): mineral potential and exploration criteria. *News of the Academy of sciences of the Republic of Kazakhstan*, 2022, vol. 1, no. 451, pp. 83–90.
17. Dyachkov B.A., Mizerny A.I., Mizernaya M.A., Kusmina O.N., Oitseva T.A. Main types of gold deposits of the Eastern Kazakhstan. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management*. Bulgaria, SGEM, 2017. Vol. 7 (11), pp. 299–306.
18. Ditttrich T., Seifert T., Schulz B., Hagemann S., Gerdes A., Pfänder J. *Archean rare metal pegmatites in Zimbabwe and Western Australia – geology and metallogeny of pollucite mineralisations*. Switzerland, Springer Cham, 2019. 125 p.
19. Tramm F., Wirth R., Budzyń B., Sláma J., Schreiber A. LA-ICP-MS and TEM constraints on the magmatic and post-magmatic processes recorded by the zircon-xenotime intergrowth in pegmatite (Piława Górna, Góry Sowie Block, SW Poland). *Lithos*, 2021, vol. 404–405, 106480.
20. Kuznetsova L.G. Interaction of crustal and mantle materials, sources of trace elements during the formation and evolution of Early Paleozoic Li-rich granite-pegmatite systems in southeastern Tuva. *Russian Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, Iss. 12, pp. 1660–1678.
21. Smirnov S.Z. *Flyuidnyy rezhim magmaticheskogo etapa razvitiya redkometallnykh granitno-pegmatitovykh sistem: petrologicheskie sledstviya. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk* [The fluid regime of crystallization of water-saturated granitic and pegmatitic magmas: a physicochemical analysis. Doc. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 2015. 42 p.
22. Guangchun Fei, Julian F Menuge, Changsheng Chen, Yulong Yang, Yun Deng, Youguo Li, Luo Zheng. Evolution of pegmatite ore-forming fluid: the Lijiagou spodumene pegmatites in the Songpan-Garze Fold Belt, southwestern Sichuan province, China. *Ore Geology Reviews*, 2021, vol. 139, P. A, 104441.
23. Tkachev A. Evolution of metallogeny of granitic pegmatites associated with orogens throughout geological time. *Geological Society London Special Publications*, 2011, no. 350 (1), pp. 7–23.
24. Yong T., Hong W., Hui Zh., Lv Z.-H. K-feldspar composition as an exploration tool for pegmatite-type rare metal deposits in Altay, NW China. *Journal of Geochemical Exploration*, 2018, no. 185, pp. 130–138.
25. Tkachev A.V., Rundqvist D.V., Vishnevskaya N.A. Metallogeny of lithium through geological time. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2018, vol. 18, no. 6, pp. 1–13.
26. Morozova L.N. Rare-metal pegmatites of the Soldat-Myl'k pegmatite field: geology, geochemistry of rare elements. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, 539, 012162.
27. Gonçalves A.O., Melgarejo J.C., Alfonso P., Amores S., Paniagua A., Buta Neto A., Alves Morais E., Camprubi A. The distribution of rare metals in the LCT pegmatites from the Giraul field, Angola. *Minerals*, 2019, 9 (10), 580.

Received: 24 December 2022.

Reviewed: 10 February 2023.

Information about the authors

Tatyana A. Oitseva, Ph.D., D. Serikbayev East Kazakhstan Technical university; leading geologist, LLP «Geos».

Boris A. Dyachkov, advanced doctorate, professor, D. Serikbayev East Kazakhstan Technical university; Academician of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Altai Geological and Environmental Institute LLP.

Ainel Ye. Bissatova, Ph.D., researcher, D. Serikbayev East Kazakhstan Technical university.

Gulizat B. Orazbekova, Ph.D., senior lecturer, Shakarim university Semey

Stanislav S. Zinyakin, doctoral student, D. Serikbayev East Kazakhstan Technical university.

УДК 553.52

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ, ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА И ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РЕДКОМЕТАЛЛЬНЫХ ПЕГМАТИТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЛБИНСКОГО РЕГИОНА НА ПРИМЕРЕ ЮБИЛЕЙНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ойцева Татьяна Анатольевна^{1,2},
tatiana.oitseva@gmail.com

Дьячков Борис Александрович^{1,3}

Бисатова Айнель Ержановна¹,
bisatova.ainelya@mail.ru

Оразбекова Гулизат Багдатовна⁴,
orazbekova@bk.ru

Зинякин Станислав Сергеевич¹,
s.zinyakin@yandex.ru

¹ Восточно-Казахстанский технический университет им. Д. Серикбаева,
Республика Казахстан, 070004, г. Усть-Каменогорск, ул. им. А. Протозанова, 69.

² Товарищество с ограниченной ответственностью «Геос»
Республика Казахстан, 070004, г. Усть-Каменогорск, ул. им. А. Протозанова, 123-197.

³ Алтайский геолого-экологический институт,
Республика Казахстан, 070004, г. Усть-Каменогорск, ул. Карла-Либкнехта, 21.

⁴ Государственный университет им. Шакарима,
Республика Казахстан, 071400, г. Семей, ул. Глинки, 20а.

Актуальность исследования обусловлена недостаточной изученностью поведения редких металлов в процессе образования пегматитовых руд в Калбинском регионе, а также необходимостью расширения минерально-сырьевой базы редкометалльных месторождений региона с постановкой геологического и минерагенического картирования.

Цель: выявление особенностей геотектонического развития, геологического строения и вещественного состава редкометалльного месторождения Юбилейное (Калбинский регион).

Объекты: крупное промышленное редкометалльное месторождение Юбилейное и его минеральные комплексы.

Методы: детальное геолого-геохимическое и минералогическое исследование региона работ, использование материалов работ прошлых лет, фондовой литературы, а также проведение лабораторных исследований (масс-спектрометрические, микронзондовые, геохронологические и другие исследования). При диагностике минеральных комплексов учитывались структурные взаимоотношения минералов между собой, а также геохимическая интерпретация результатов лабораторных исследований.

Результаты. Выделяется пространственно-генетическая связь редкометалльно пегматитового месторождения (Nb, Ta, Be, Cs, Li, Sn) с гранитами I фазы калбинского комплекса P₁ (285 млн лет). В размещении Юбилейного месторождения ведущая рудоконтролирующая роль придается системе глубинных широтных разломов древнего заложения, подновленных в герцинский цикл. Приводится геолого-генетическая модель ритмично-пульсационного редкометалльного пегматитообразования Юбилейного месторождения, отражающая зональное развитие минеральных комплексов от олигоклаз-микроклиновых (безрудных) до альбитовых, грейзеновых, сподуменсодержащих и поллуцитоносных (рудных) с возрастающей концентрацией оруденения. Получена информация о составе пегматитовых руд с выделением типоморфных минералов (клевеландит, лепидолит, цветные турмалины, сподумен, поллуцит, иксиолит и др.) и главных геохимических элементов редкометалльного рудообразования (Nb, Ta, Be, Cs, Li, F, P и др.).

Ключевые слова:

Калбинский регион, гранитоиды, Юбилейное месторождение, редкие металлы (Nb, Ta, Be, Cs, Li, и др.), моделирование, прогнозирование.

Работа выполнена при поддержке Комитета геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (грант BR10264558).

Авторы выражают искреннюю благодарность доктору геолого-минералогических наук, профессору РАН Александру Геннадьевичу Владимирову, доктору геолого-минералогических наук, профессору Борису Александровичу Дьячкову, доктору геолого-минералогических наук Сергею Захаровичу Смирнову, кандидату геолого-минералогических наук Марине Александровне Мизерной, кандидату геолого-минералогических наук Николаю Николаевичу Крук за консультации о структурном положении района работ, а также благодарят за участие в совместных геологических и геохронологических исследованиях доктора PhD Оксану Николаевну Кузьмину, кандидата геолого-минералогических наук Сергея Владимировича

Хромых, кандидата геолого-минералогических наук Ирину Юрьевну Анникову, кандидата геолого-минералогических наук Павла Дмитриевича Котлера, кандидата геолого-минералогических наук Евгения Игоревича Михеева. Особую благодарность необходимо высказать специалистам лаборатории инженерного профиля «VERITAS» и Института геологии и минералогии СО РАН им. В.С. Соболева за помощь в проведении аналитических работ, а именно Айдару Бекадиловичу Садибекову, Алёне Владимировне Русаковой, Станиславу Николаевичу Полежаеву, Николаю Семеновичу Карманову, Ирине Владимировне Аборневой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буслов М.М. Тектоника и геодинамика Центрально-Азиатского пояса: роль позднепалеозойских крупномасштабных сдвигов // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 1. – С. 66–90.
2. Safonova I. The Russian-Kazakh Altai orogen: an overview and main detatable issues // Geoscience Frontiers. – 2014. – № 5. – С. 537–552.
3. Большой Алтай (геология и металлогения). Геологическое строение / Г.Н. Щерба, Н.И. Стучевский, Г.П. Нахтигаль, А.Н. Антоненко, В.Н. Любецкий. Алматы: Ғылым, 1998. – 304 с.
4. Granitoids of the Kalba batholith, Eastern Kazakhstan: U–Pb zircon age, petrogenesis and tectonic implications / P.D. Kotler, S.V. Khromykh, N.N. Kruk., Min Sun, Pengfei Li, V. Khubanova, D. Semenova, A.G. Vladimirov // Lithos. – 2021. – V. 388–389. – 106056.
5. Перспективы укрепления минерально-сырьевой базы редких металлов для предприятий Восточного Казахстана / Б.А. Дьячков, Т.А. Ойцева, О.Н. Кузьмина, А.Е. Бисатова // Горный журнал. – 2021. – № 8. – С. 90–95.
6. Никитина Т.И., Ермоленко А.Е. Геологическое строение и оценка перспектив Юбилейного пегматитового месторождения Центральной Калбы. – Усть-Каменогорск: Фонды МД «Востказнедра», 1987. – 262 с.
7. Перспективные площади на олово и редкие металлы в Калба-Нарымском рудном районе. Объяснительная записка к карте прогнозов масштаба 1:200000 / Ж.А. Айталиев, П.А. Брач, В.И. Брюшков, А.Е. Ергалиев, С.Г. Шавло, Г.Н. Щерба. – Алма-Ата: АН КазССР, Фонды МД «Востказнедра», 1954. – 232 с.
8. Мелентьев Г.Б., Айздердзис Д.Я. Информационная записка «Новые данные о перспективах района Асу-Булакского и Баймурзинско-Белогорского пегматитовых полей (В. Казахстан) на танталовое и цезиевое оруденение с рекомендациями по направлению поисково-разведочных работ». – М.: Академия наук СССР, Фонды МД «Востказнедра», 1973. – 27 с.
9. Магматизм и рудоносность Калба-Нарымской зоны Восточного Казахстана / В.В. Лопатников, Э.П. Изох, П.В. Ермолов, А.П. Пономарева, А.С. Степанов. – М.: Наука, 1982. – 248 с.
10. Geotectonic position, and ore potential of intrusive-dyke belts in East Kazakhstan / B. Dyachkov, T. Oitseva, O. Frolova, I. Mataibaeva, O. Kusmina // Proceeding of 17th International multidisciplinary scientific geoconference. – Bulgaria: SGEM, 2017. – P. 239–246.
11. Geology and geochronology of the super-large Bailongshan Li–Rb–(Be) rare-metal pegmatite deposit, West Kunlun orogenic belt, NW China / H. Wang, H. Gao, X.-Y. Zhang, Q. Yan, Yi. Xu, Zh. Kailin, D. Rui, Li Pei // Lithos. – 2020. – V. 360–361. – 105449.
12. First age and geochemical data on zircon from riebeckite granites of the Verkhnee Espe rare earth–rare metal deposit, East Kazakhstan / E.V. Levashova, S.G. Skublov, T.A. Oitseva, B.A. Dyachkov, X.-H. Li, Q.-L. Li, N.V. Shatova, V.V. Shatov // Geochemistry International. – 2022. – V. 60. – № 1. – P. 1–15.
13. Редкометалльные пегматиты. Гранитные пегматиты / В.Е. Загорский, В.М. Макагон, Б.М. Шмакин, В.А. Макрыгна, Л.Г. Кузнецова. – Новосибирск: Наука, 1997. – Т. 2. – 285 с.
14. London D. Ore-forming processes within granitic pegmatite // Ore Geology Reviews. – 2018. – V. 101. – P. 349–383.
15. Состав, источники и механизмы формирования редкометалльных гранитоидов позднепалеозойской Восточно-Саянской зоны щелочного магматизма (на примере массива Улан-Тологай) / В.В. Ярмолюк, Д.А. Лыхин, А.М. Козловский, А.В. Никифоров, А.В. Травин // Петрология. – 2016. – Т. 24. – № 5. – С. 515–536.
16. Li-bearing pegmatites of the Kalba-Narym metallogenic zone (East Kazakhstan): mineral potential and exploration criteria / T.A. Oitseva, B.A. D'yachkov, O.N. Kuzmina, A.Y. Bissatova, O.V. Ageyeva // News of the Academy of sciences of the Republic of Kazakhstan. – 2022. – V. 1. – № 451. – P. 83–90.
17. Main types of gold deposits of the Eastern Kazakhstan / B.A. Dyachkov, A.I. Mizerny, M.A. Mizernaya, O.N. Kuzmina, T.A. Oitseva // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management. – Bulgaria: SGEM, 2017. – V. 7 (11). – P. 299–306.
18. Archean rare metal pegmatites in Zimbabwe and Western Australia – geology and metallogeny of pollucite mineralisations / T. Dittrich, T. Seifert, B. Schulz, S. Hagemann, A. Gerdes, J. Pfänder. – Switzerland: Springer Cham, 2019. – 125 p.
19. LA-ICP-MS and TEM constraints on the magmatic and post-magmatic processes recorded by the zircon-xenotime intergrowth in pegmatite (Piława Górna, Góry Sowie Block, SW Poland) / F. Tramm, R. Wirth, B. Budzyń, J. Sláma, A. Schreiber // Lithos. – 2021. – V. 404–405. – 106480.
20. Kuznetsova L.G. Interaction of crustal and mantle materials, sources of trace elements during the formation and evolution of Early Paleozoic Li-rich granite-pegmatite systems in southeastern Tuva // Russian Geology and Geophysics. – 2018. – V. 59. – Iss. 12. – P. 1660–1678.
21. Смирнов С.З. Флюидный режим магматического этапа развития редкометалльных гранитно-пегматитовых систем: петрологические следствия: автореф. ... дис. д-ра наук. – Новосибирск, 2015. – 42 с.
22. Evolution of pegmatite ore-forming fluid: the Lijiagou spodumene pegmatites in the Songpan-Garze Fold Belt, southwestern Sichuan province, China / Guangchun Fei, J.F. Menuge, Changsheng Chen, Yulong Yang, Yun Deng, Youguo Li, Luo Zheng // Ore Geology Reviews. – 2021. – V. 139. – P. A. – 104441.
23. Tkachev A. Evolution of metallogeny of granitic pegmatites associated with orogens throughout geological time // Geological Society London Special Publications. – 2011. – № 350 (1). – P. 7–23.
24. K-feldspar composition as an exploration tool for pegmatite-type rare metal deposits in Altay, NW China / T. Yong, W. Hong, Zh. Hui, Z.-H. Lv // Journal of Geochemical Exploration. – 2018. – № 185. – P. 130–138.
25. Tkachev A.V., Rundqvist D.V., Vishnevskaya N.A. Metallogeny of lithium through geological time // Russian Journal of Earth Sciences. – 2018. – V. 18. – № 6. – P. 1–13.
26. Morozova L.N. Rare-metal pegmatites of the Soldat-Myl'k pegmatite field: geology, geochemistry of rare elements // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2020. – 539. – 012162.
27. The distribution of rare metals in the LCT pegmatites from the Giraul field, Angola / A.O. Gonçalves, J.C. Melgarejo, P. Alfonso, S. Amores, A. Paniagua, A. Buta Neto, E. Alves Morais, A. Camprubi // Minerals. – 2019. – 9 (10). – 580.

Поступила: 24.12.2022 г.

Прошла рецензирование: 10.02.2023 г.

Информация об авторах

Ойцева Т.А., PhD, Восточно-Казахстанский технический университет им. Д. Серикбаева; ведущий геолог, Товарищество с ограниченной ответственностью «Геос».

Дьячков Б.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор Школы наук о Земле и окружающей среде, Восточно-Казахстанский технический университет им. Д. Серикбаева, Академик Национальной академии наук Республики Казахстан, Алтайский геолого-экологический институт.

Бисатова А.Е., PhD, научный сотрудник Школы наук о Земле и окружающей среде, Восточно-Казахстанский технический университет им. Д. Серикбаева.

Оразбекова Г.Б., PhD, старший преподаватель, факультет информационно-коммуникационных технологий, кафедра геодезии и картографии, Государственный университет им. Шакарима.

Зинякин С.С., докторант Школы наук о Земле и окружающей среде, Восточно-Казахстанский технический университет им. Д. Серикбаева.

UDC 506.064

DISTRIBUTION OF NATURAL RADIONUCLIDES IN ASHES, COLLECTED BY THERMAL POWER PLANTS ELECTROSTATIC PRECIPITATOR

Rashit A. Nazirov¹,
rnazirov@sfu-kras.ru

Petr Yu. Vede¹,
pvede@sfu-kras.ru

Igor V. Tarasov¹,
ivtarasov@sfu-kras.ru

Andrey V. Zhuikov,
azhuikov@sfu-kras.ru

Elena M. Sergunicheva¹,
emsergunicheva@sfu-kras.ru

Olga R. Tolochko¹,
otolochko@sfu-kras.ru

¹ Siberian Federal University,
79, Svobodny avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia.

Relevance. In the context of the global trend towards sustainable development, there is a problem of utilization of ash and slag waste from thermal power plants. The use of these wastes in the construction industry is of particular importance, due to the resource intensity of the production of building materials. Fly ash in the building materials composition can influence to a large extent the natural radioactivity of structures and increase the background radiation in the buildings. This is due to the fact that when coal combusting, fly ash is enriched with natural radionuclides.

Purpose: to study the radioactivity of fly ash deposited on various fields of the electrostatic precipitator.

Object: fly ash deposited on the fields of electrostatic precipitators from the combustion of Kansk-Achinsk brown coal in power boilers BKZ-420-140 PT-2.

Methods. Content of Ra-226, Th-232 and K-40 was determined by gamma-spectrometric method, the value of the normalized indicator of specific effective activity for fly ash was calculated. The granulometric composition of the studied samples was determined by the method of laser diffraction analysis. Cluster analysis was used for statistical processing of test results.

Results. The presence of two clusters in the content of natural radionuclides was established. In the first cluster, which has high radioactivity, the first and second fields of UGZ-4 electrostatic precipitators are combined, and in the second – the third and fourth fields. A correlation dependence was established between the numbers of fields of electrostatic precipitators, the size of ash particles, the content of Ra-226 and specific effective activity was established. No such dependence was found for Th-232.

Conclusions. Particle distribution in the fields of electrostatic precipitators is multimodal. The nature of the distribution of each mode approaches the lognormal law. The content of radium and the value of the specific effective activity depend on the size of ash particles and are described by an exponential function. The highest content of Ra-226 is observed in the ashes deposited on the third and fourth fields of electrostatic precipitators, which indicates the enrichment of finer ash particles with this radionuclide. The conclusions obtained correspond to the well-known thesis about the increased radioactivity of ash particles that are not deposited by ash collection systems and enter the atmosphere together with flue gases. The proposed method for studying the distribution of natural radionuclides over the fields of electrostatic precipitators can be used to predict the radioactivity of particles that are not captured by the flue gas cleaning system and released into the environment.

Key words:

Fly ash, TPP, radiation hazard, natural radionuclides, building materials.

Introduction

Decree of the Government of the Russian Federation no. 1523-r on June 9, 2020 approved the Energy Strategy of the Russian Federation until 2035 [1]. The Strategy includes an increase in the share of disposed and neutralized waste in the fuel and energy complex industries from 52,6 % in 2018 to 85 % by the end of 2035, including solid fuel combustion products (ash slag), respectively from 8,4 to 50 %. Thus, Russian scientists will have to solve the issue of increasing the use of ash and slag waste by almost six times by 2035.

The largest consumer of waste from solid fuel combustion is the production of building materials, which uses a huge amount of natural resources. In world practice, there is a huge experience in the use of ash and slag. According to the American Coal Ash Association (ACAA), 59 % of the coal ash produced in 2020 was recycled compared to 52 % in 2019, and for the sixth year in a row, more than half of the coal ash produced in the United

States is being used in industry. However, the overall level of processing at ACAA enterprises has declined over the past two years from the highest level of 64 % in 2017. This is associated with a decrease in the production of electricity using coal fuel and the deployment of new technological and logistics strategies [2, 3]. Such strategies are likely to develop in the direction of using this material in final products with a large surplus value.

Coal burning is a process of enrichment of combustion products in the form of slag and ash with harmful toxic elements, including natural radionuclides (NRN). Most of the ash is captured by electrofilters (96...99,7 %) and some is carried away together with flue gases into the environment and deposited on the adjacent territory.

It is quite obvious that the radioactivity of ashes and slags primarily depends on the content of radioactive elements in the burned coals. A detailed review and analysis of the results of scientific research in the field of coal radioactivity is presented in [4].

According to the authors [5], the uranium content in the slags remains approximately the same as in the accompanying rocks. Fly ash may contain a large amount of NRN. In [6], based on the analysis of domestic publications, it is stated that even with the combustion of coals with a low content of radioactive elements in their combustion products, the content of uranium and thorium in the fly ash increases by 3–4 times, and sometimes by 9 times in relation to the source fuel.

Studies [7] have established that in the ash collected from the electric filters of the smoke path of the Nazarovo power station, the concentration of uranium increased twice compared to the initial coal, and in thorium – by 4 times. It has also been established that, unlike thorium, which remains in the mineral part of the ash, uranium condenses on fine aerosols that are not captured by electrofilters. The concentration of uranium in the fly ash of electrofilters increases by 6 times; in the ash leaving together with flue gases by almost two orders of magnitude, on average – 71 times. The latter value was obtained in [5] by calculation, based on the balance of the uranium content during coal combustion.

In publication [8], using the example of burning coal in Germany, it is shown that the emission of uranium depends on the brand of coal. Uranium enrichment of the finest fraction of fly ash of black coals turned out to be significantly higher than for brown coals (twice versus 0,8), regardless of the method of their combustion. These data indirectly indicate that the uranium occurrence form in black and brown coals differ significantly [9].

In the research of German authors [10] it is stated that the concentration of radionuclides in brown coal ash is at the level of natural soils due to the very low concentration of radionuclides in coal. The authors state: the irradiation of workers dealing with coal ash at an electric power plant and at a landfill only slightly increased compared to the natural radiation background; the presence of ash dumps does not lead to significant additional irradiation of the population, and the use of by-products in building materials contributes a negligible proportion to the radiation dose received when living in dwellings.

In [11], the nature of the distribution of radionuclides, the coefficients of their relative enrichment and the effect of particle size on the enrichment of nuclides in the ash of electrofilters were studied. For the evaluation they used the relative enrichment factor (REF):

$$REF = \frac{A \cdot B}{C},$$

where A – ash radionuclide concentration, %; B – initial coal ash content, %; C – coal radionuclide concentration, %.

According to the authors, REF values depend mainly on the physical properties of the particle to which the radionuclide is attached after combustion. REF values >1 indicate non-volatile elements. The coefficient gives the amount of enrichment with radionuclide, normalized for the ash content of the initial coal. Thus, this value gives a more realistic actual value of the enrichment than the value that depends only on the radionuclide. When calculating REF for six Indian thermal power

plants, the ash content of the initial coal was assumed by them to be the same and equal to 40 %.

Table 1 presents the results of calculations of the ratio of comparative concentrations of NRN in ash to their content in coal, performed by us according to the data available in literature. Considering the large variability of the ash content of coals of various types and deposits (for example, the average ash content of brown coals of the Kansk-Achinsk basin for dry mass ranges from 6,0 to 12 % [12, 13], for comparability of data from various sources), we calculated REF in relation to the content of radionuclides without taking into account ash content.

Table 1. Ratio of radionuclides content in ash to their content in coal

Таблица 1. Отношение содержания радионуклидов в золах к их содержанию в углях

Radionuclide ratio Отношение по радионуклидам				Source Источник
U-238	Ra-226	Th-232	K-40	
6,6 (2,6–9,1)	13,1 (12,3–14)	6,1 (4,6–7,5)	5,8 (5,4–6,2)	[14]
9,4 (6,7–11,9)	–	–	–	[8]
–	2,6	2,1	2,8	[15]
4–20	–	4–20	–	[16]
8,0	–	7,4	5,4	[17]
10,7	–	3,5	3,6	[17]
3,8	–	6,6	–	[18]
6,0	–	–	–	[5]
2,0	–	4,0	–	[7]
5,6±2,1 (6,7)*	–	5,7±2,1 (6,4)*	–	[19]
4,98** (2,0–11,3)	4,46** (2,68–6,55)	3,38** (0,85–7,28)	2,36** (1–5,03)	[11]
5,5*	–	5,8*	–	[20]
11	–	9,7	–	[21]
9,4 (7,8–11)	11,7 (11,2–12,1)	9,1 (9,0–9,2)	7,3 (5,7–9,0)	[22] [23]
6,7	–	5,74	–	[24]
7,1±2,86	8,0±4,51	6,61±2,49	4,5±1,76	Average Среднее значение

* Clark conversion to ash and enrichment coefficient/Пересчет по кларку на золу и коэффициент обогащения;

** Recalculation without ash content/Пересчет без учета зольности.

The average values of the ratio of specific activities of the NRN in ash and coal, calculated according to the data of the Table 1, were equal to: 7,1±2,86 for U-238; 6,7±4,57 for Ra-226; 6,1±2,66 for Th-232 and 4,0±1,38 for K-40. The Clark content of uranium and thorium for brown coals is 2,9±0,3 and 3,3±0,2 g/t, respectively [20, 21], and in ash: U=16±2 and Th=19±1 g/t. The calculated enrichment index for the Clark content of radionuclides in fly ash and coal turned out to be 11 for uranium and 9,7 for thorium. These indicators are higher than the average and closer to the maximum observed values (Table 1), but do not exceed the latter.

The close values of the ratio of contents for the NRN may indicate the same occurrence form of U and Th in coals. In the brown coals of the Azeyskoe deposit, uraninite was detected both in the organic matter of brown coal and in kaolinite. Single inclusions of coffinite were de-

tected in the organic matter of coal, and the main form of thorium in coal is rare-earth phosphates and monazite. Monazite in ash is represented by amorphous aggregates, cores, films on an aluminosilicate matrix, as well as inclusions in aluminosilicate films [21].

It was convincingly shown in [25] that the bulk of uranium and thorium is accumulated in organic matter in sorbed form and in the form of strong humate complexes, and the main ash-forming aluminosilicate, silicate and carbonate minerals play a secondary role in the concentration of U and Th.

Thus, it can be stated with confidence that as a result of coal burning, the enrichment of the NRN fly ash occurs. The enrichment coefficient can reach one order of magnitude for the ash captured by electrofilters for uranium, radium and thorium. The enrichment coefficient for potassium is almost 1,5 times less than that of uranium (radium) and thorium.

From the point of view of the use of ash and slag materials in the production of the most massive products – cement concretes and mortars, separate selection of ash and slag is preferable. In this case, the additive technologies in concrete and mortar mixtures will not undergo significant changes. For fly ash, the available technological equipment for transportation, storage, feeding and dosing of cement is used, and for slag – inert aggregates.

Currently, work is becoming relevant to replace Portland cement with fly ash in concrete in the amount of 50 % or more [26]. This trend is driven by the need to reduce carbon emissions in cement production, which, according to the World Cement Association, accounts for about 7 % of global carbon emissions. It is quite obvious that in this case the technical and environmental requirements for the quality of fly ash increase significantly.

The separation of ash into fractions of a certain size and composition makes it possible to significantly expand the scope of their application, turning large-tonnage waste of thermal energy into valuable mineral raw materials of technogenic origin. At the same time, the product is enriched with both separate trace elements and NRN [5].

In [27], it is stated that the concentrations of Ra-226, Th-232 and K-40 activity in fly ash samples depend on the concentration of their activity in coal, the operating mode of the station's boiler during coal combustion, its capacity, origin and elemental composition of coal. It was also found that the specific radioactivity of fly ash increases with a decrease in the size of ash particles. Therefore, the released fly ash (having smaller particle sizes, compared to larger particles captured by environmental protection equipment at thermal power plants) has greater radioactivity than ash captured by filters of power plants [15, 28].

Fly ash collected in bunkers of different fields of electrofilters has different properties. For example, the particle size decreases, and the specific surface area increases as the storage hopper is removed from the boiler, with an increase in the field number of the electrofilter. In most studies, different sizes were obtained either by air classification or by grinding a combined fly ash sample [29–33]. Only a few studies consider the use of fly ash taken from the fields of electrofilters [11, 33–36]. The NRN distribution research

across the fields of the electrofilters has not been studied. When ash is mixed from different fields of electrofilters, as well as during subsequent air separation, obvious differences in the properties of fractions (differentiated by fields) are lost.

The purpose of this investigation was to study the radioactivity of the fly ash deposited on various fields of the electrofilter.

Methods

In this paper, the ashes of thermal power plants obtained by burning coal from the Borodino coal mine are investigated. Samples were taken simultaneously from the pre-chambers and from each field of the electrostatic precipitators of four similar boilers of the BKZ-420-140- PT-2. The designation of the samples is shown in the Fig. 1.

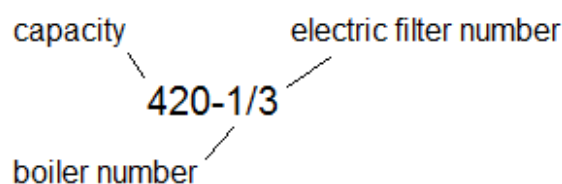


Fig. 1. Designation of samples from different boiler and electric filters fields

Рис. 1. Обозначение образцов из разных котлов и полей электрофильтров

When marking samples taken from the pre-chamber bunkers, the designation of the field number was replaced with the symbol «F».

The first three boilers are equipped with three-pole electric filters of the UG3-3–1774 type, the fourth is equipped with a six-pole electric filter of the EGBM type. The total number of samples taken is 18.

The content of radionuclides in the material was determined by gamma-spectrometric method using the MKS-AT1315 gamma-beta spectrometer in accordance with the methodology attached to the device. The fly ash samples, previously dried to a constant mass, were placed in a Marinelli vessel, where they were kept closed for 14–15 days. The exposure time for all samples was chosen the same – two hours.

The granulometric composition was determined using a FRITSCH ANALYSETTE 22 MicroTec PLUS laser particle analyzer. The device is certified according to the ISO 13320 standard. The method of determination was as follows: 0,8–1 g of the test material was injected into a closed circuit with 400 ml of water until the required concentration was reached. After its uniform distribution in the circuit, the laser complex sequentially measures the material under study. The fractional composition data is presented according to the fractional diagrams.

For the entire sample (18 samples), the point parameters of the empirical distribution of the normalized index of specific effective activity (A_{eff}) were calculated, a histogram was constructed, and a theoretical distribution law was selected.

The specific effective NRN activity of the product was calculated according to SanPiN 2.6.1.2523-09 (NRB-99) according to the formula:

$$A_{eff} = A_{Ra} + 1.3 \cdot A_{Th} + 0.09 \cdot A_K,$$

where A_{Ra} , A_{Th} , A_K are the specific activities of Ra-226, Th-232 and K-40, Bq/kg, respectively.

The purpose of the cluster analysis was to identify and combine into separate classes (groups) the most closely related in radionuclide composition of the deposited ash particles field numbers of electrofilters. The hierarchical clustering method was used to construct a vertical tree diagram and the K-average method. The measure of proximity determined by the Euclidean distance is a geometric distance in n-dimensional space and was calculated by the formula:

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

In order to exclude the influence of the electrofilter type on the results of statistical calculations and to ensure

the reliability of the results obtained by the field number, fly ash samples taken from boilers equipped with the same UG3-3 electrofilters were subjected to cluster analysis: 420-1, 420-2, 420-3. Based on the visual analysis of the diagram and the target task of determining the maximum differences in the radionuclide composition of ash deposited by different numbers of fields of electrofilters, the number of clusters for which statistical indicators were calculated was assigned.

Results and discussion

The empirical distribution of the specific effective NRN activity one for four boilers approaches the normal law (Fig. 2).

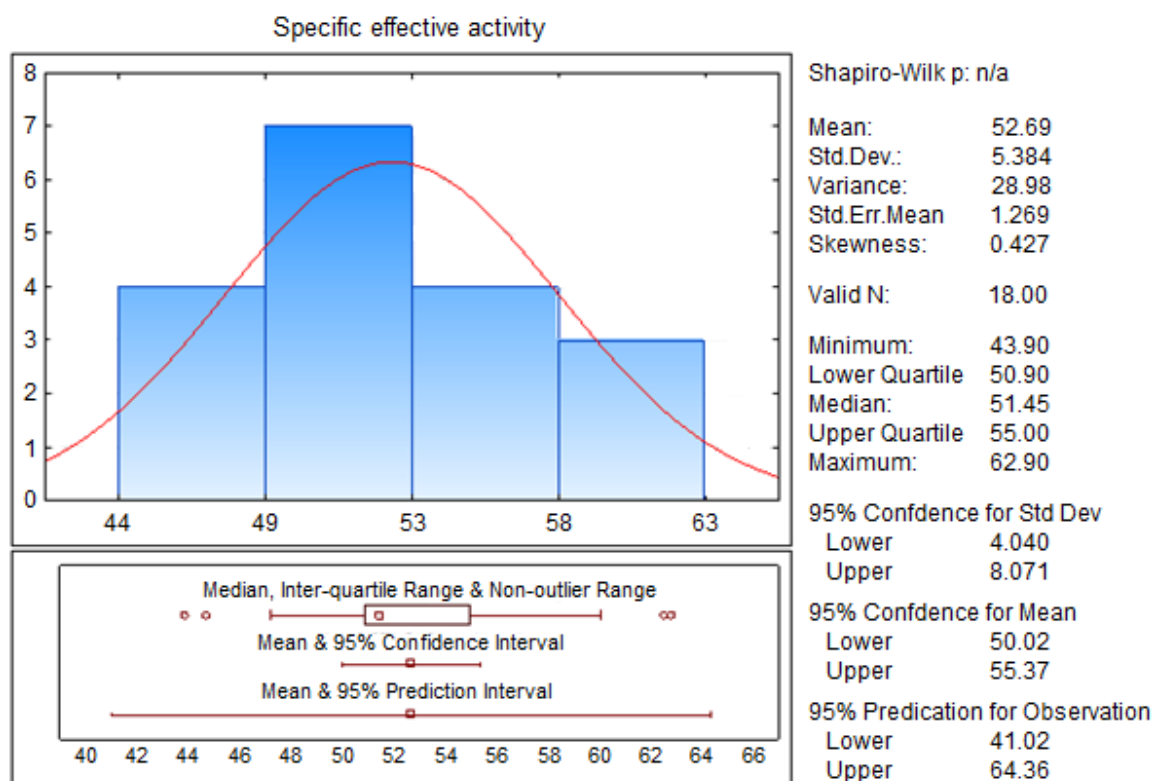


Fig. 2. Histogram of the empirical and the function of the theoretical normal distribution of the specific effective activity in the ash of electrofilters

Рис. 2. Гистограмма эмпирического и функция теоретического нормального распределения удельной эффективной активности в золах электрофильтров

The average value calculated from 18 samples turned out to be equal to $A_{eff}=52,7\pm5,38$ Bq/kg, respectively with the maximum and minimum observed values of the specific effective activity of 62,9 and 43,9 Bq/kg. The proximity of the median value of 51,5 Bq/kg to the average and the value of the asymmetry value with a positive sign indicate an approximation of the empirical distribution to normal theoretical with some deviation towards large values of A_{eff} . The predicted maximum value of the specific effective activity of natural radionuclides with 95 % confidence for the analyzed sample turned out to be 64,4 Bq/kg. The value of the coefficient of variation equal to 10,2 % allows us to state that the variability of the specific effective activity is closer to the insignificant degree.

The dendrogram of hierarchical clustering and the K-means method are presented respectively in Fig. 3 and in Table 2.

The most productive was the implementation of the hypothesis about the presence of the second clusters.

As it can be seen, the indicators of the pre-chambers and the first fields of the electrofilters are combined in Cluster 1, and the second and third fields equipped with the same types of UG3-3 electrofilters are combined in Cluster 2. The specific effective NRN activity was 1,17 times greater for fly ash deposited in the second and third fields. This effect is due to an increased value of the specific activity of the Ra product by 1,34 times.

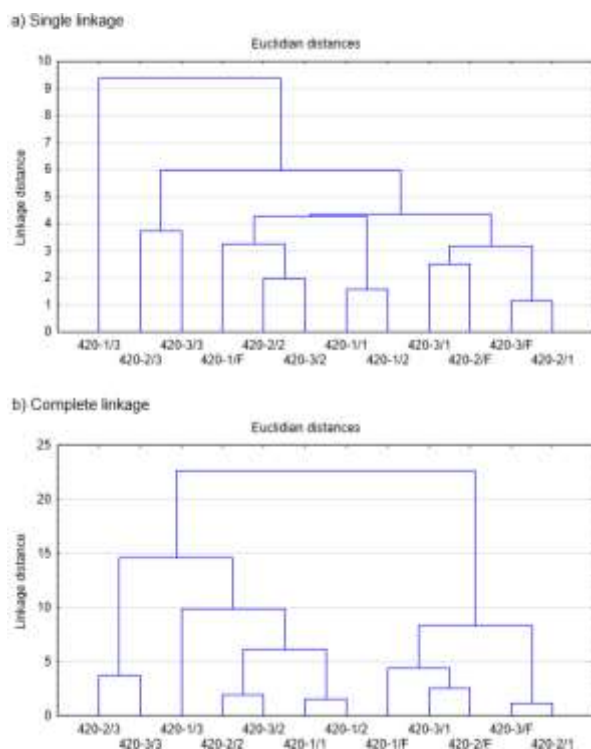


Fig. 3. Dendrogram of hierarchical clustering according to the NRN specific activity in the ashes captured by various fields of the UG3-3 type electrofilters: a) clustering by single linkage method; b) clustering by complete linkage method

Рис. 3. Дендрограмма иерархической кластеризации по удельной активности естественных радионуклидов (ЕРН) в золах, улавливаемых различными полями электрофильтров типа УГ3-3: а) кластеризация методом одиночной связи; б) кластеризация методом полной связи

The distribution of fly ash granulometric composition for almost all types of electrofilters turned out to be multimodal and approaching the logarithmic distribution law. Fig. 4 shows the size distributions of the diameters of the ash particles of the largest and smallest fraction of the 12 samples studied, taken from three boilers equipped with the same UG3-3 filters.

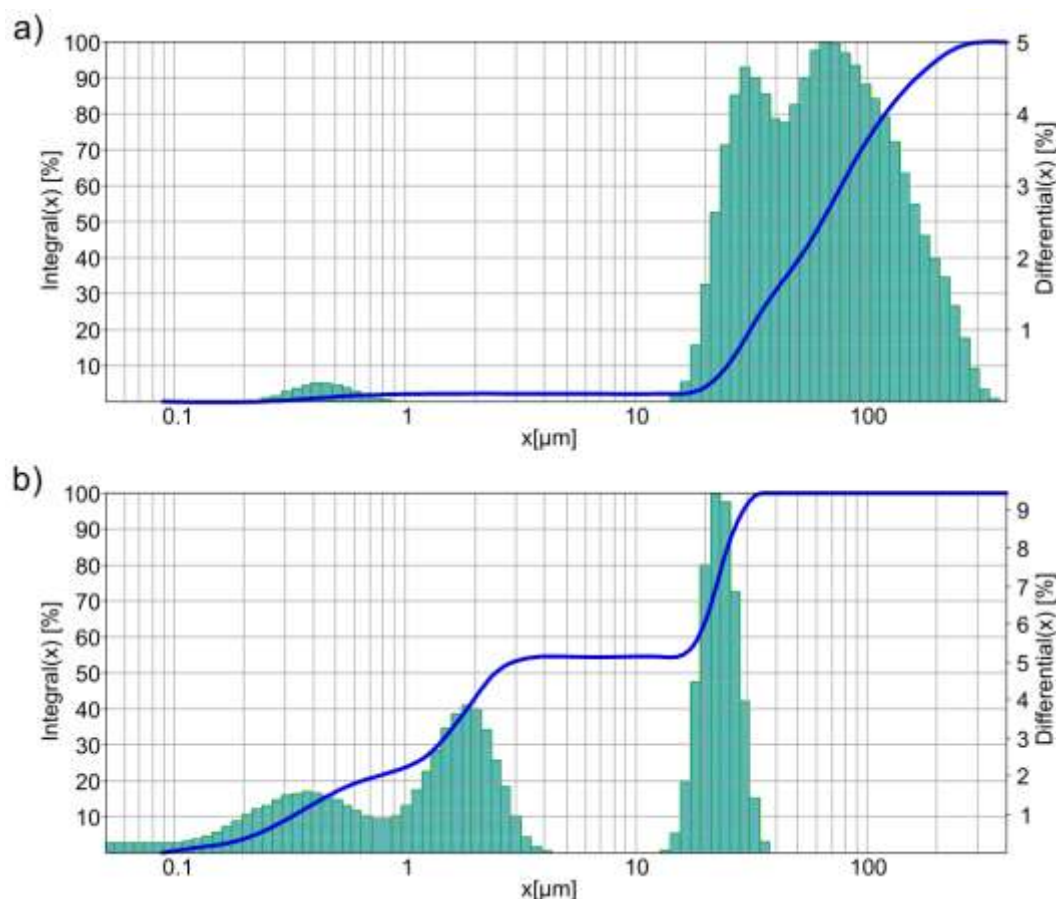


Fig. 4. Granulometric composition of ash of: a) pre-chamber of the electric filter of the third boiler of the BKZ-420-3/F; b) the third field of the electric filter of the first boiler BKZ-420-1/3

Рис. 4. Гранулометрический состав золы: а) форкамера электрофильтра третьего котла БКЗ-420-3/Ф; б) третьего поля электрофильтра первого котла БКЗ-420-1/3

The calculated average values of particle sizes for the first and second clusters were equal to $43,0 \pm 20,7$ and $16,4 \pm 4,6$ microns, respectively. The pre-chamber and the first field capture particles with an average diameter are 2,6 times larger than of the second and third fields. The variability of the values of the particles captured by the pre-chamber and the first fields is 1,7 times higher than of the second and the third fields. The ash captured by representative samples of the second cluster is much more homogeneous in its granulometric composition.

Table 2. Selection location and cluster statistics

Таблица 2. Место отбора и статистика кластеров

Indicator Показатель	Cluster 1: 420-1/F; 420-2/F; 420-2/1; 420-3/F; 420-3/1 Кластер 1		
	Average Среднее	Standard deviation Стандартное отклонение	Dispersion Дисперсия
Ra-226	18,1	1,56	2,42
Th-232	21,9	1,22	1,48
K-40	20,0		
Indicator Показатель	Cluster 2: 420-1/1; 420-1/2; 420-1/3; 420-2/2; 420-2/3; 420-3/2; 420-3/3 Кластер 2		
	Average Среднее	Standard deviation Стандартное отклонение	Dispersion Дисперсия
Ra-226	24,2	1,68	2,84
Th-232	23,5	3,06	9,34
K-40	21,3	3,40	11,6

The analysis of particle size changes averaged by the field numbers of the electric filters for three boilers shows a confident trend to decrease with an increase in the field number according to the power law (Fig. 5).

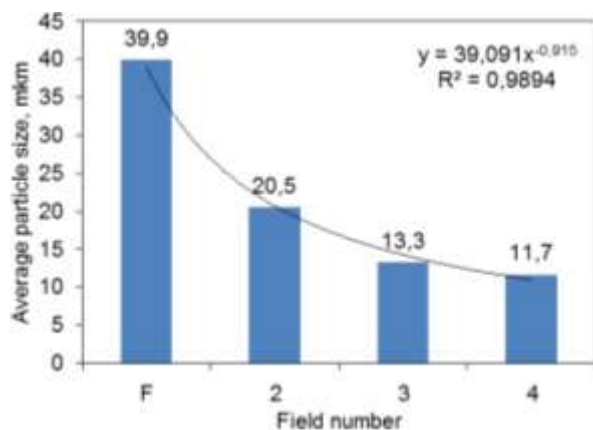


Fig. 5. Reduction in the size of the ash particles of electric filters with an increase in the field number

Рис. 5. Уменьшение размеров частиц золы электрофильтров с повышением номера поля

The relationship between radioactivity and the size of ash particles captured by electric filters is shown in Fig. 6.

It is clearly seen that a fairly dense correlation is observed between the content of radium and the specific effective activity with the size of ash particles. More radium atoms condense on smaller particles. No such connection is observed for thorium atoms.

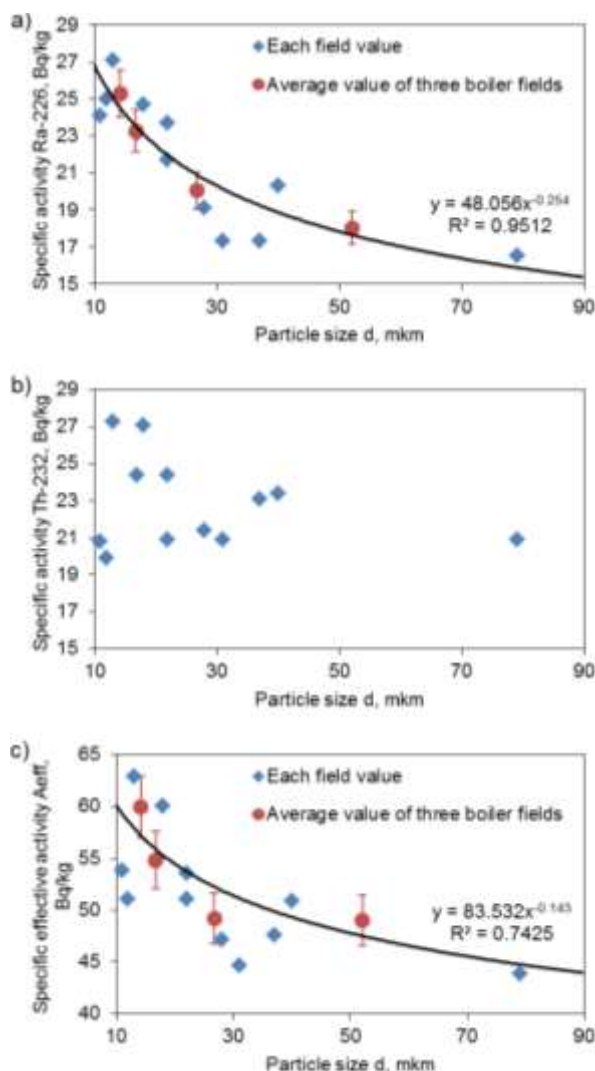


Fig. 6. NRN content in individual fly ash fractions: a) Ra-226; b) Th-232; c) specific effective activity A_{eff}

Рис. 6. Содержание ЕРН в отдельных фракциях золы-уноса: а) Ra-226; б) Th-232; в) – удельная эффективная активность A_{eff}

Conclusion

The analysis of the radioactivity of ash from the burning of brown coal of the Irsha-Borodinsky section deposited by electric filters of the UG3-3-1774 type and selected simultaneously from three boilers of the BKZ-420-140-PT-2 was carried out.

The empirical distribution of the A_{eff} value approaches the normal law.

The predicted maximum value of the specific effective activity of natural radionuclides with 95 % confidence for the analyzed sample turned out to be 64,4 Bq/kg, which is significantly lower than the normalized level for materials used for any types of construction – 370 Bq/kg.

The distribution of particles in the fields of electrofilters is multimodal. The nature of the distribution of each mode approaches the lognormal law.

The unevenness of NRN precipitation with an electrofilter is established. The radium content and the value of the specific effective activity depend on the size of the

ash particles and are described by an exponential function. No such dependence has been established for thorium.

The highest content of Ra-226 is observed in the ash deposited on the third and fourth fields of the electrofilters. This indicates the enrichment of smaller ash particles

with this radionuclide. The obtained conclusion corresponds to the thesis about the increased radioactivity of ash particles that are not deposited by ash collection systems and enter the atmosphere together with flue gases.

REFERENCES

1. *Russia's Energy Strategy to 2035*. Ministry of Energy of the Russian Federation. 2020. 93 p.
2. *ACAA. Coal Ash Recycling Rate Increases in 2020, Reversing Declines in Previous Two Years*. 2021. Available at: <https://acaa-usa.org/> (accessed 29 December 2022).
3. *American coal ash association. Coal Ash Recycling Rate Increases in 2020*. 2021. Available at: <https://www.woc360.com/materials/coal-ash-recycling-rate-increases-2020> (accessed 29 December 2022).
4. Ovcharenko N.V. *Otsenka vliyaniya dobychi ugley s povyshennym soderzhaniem estestvennykh radionuklidov na kachestvo ugolnoy produktii i ekologicheskoy sostoyaniye okruzhayushchey sredy*. Avtoref. Dis. Kand. nauk. [Assessment of the impact of coal mining with a high content of natural radionuclides on the quality of coal products and the ecological state of the environment. Cand. Diss. Abstract]. Chita, 2020. 24 p.
5. Sidorova G., Krylov D., Yakimov A. Environmental impact of desalination plants on the environment. *Vestnik ZABGU*, 2015, vol. 09, no. 124, pp. 951–964. In Rus.
6. Ovseichuk V., Krylov D., Sidorova G. Radiating emissions from coal thermal power plants. *Vestnik ZABGU*, 2012, vol. 10, no. 89, pp. 24–29. In Rus.
7. Titayeva N.A. *Geokhimiya izotopov radioaktivnykh elementov (U, Th, Ra)*. Diss. Dokt. nauk [Geochemistry of isotopes of radioactive elements (U, Th, Ra). Dr. Diss.]. Moscow, 2002. 91 p.
8. Yudovich Y.S. *Uran v uglyakh* [Uranium in coals]. Syktyvkar, Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2001. 84 p.
9. Krylov D.A., Sidorova G.P. Radionuklidy v uglyakh i zole ugolnykh TES [Radionuclides in coals and ash from coal-fired thermal power plants]. *Teploenergetika*, 2013, vol. 4, pp. 11–15.
10. Puch K.H., Bialucha R., Keller G. Naturally occurring radioactivity in industrial by-products from coal-fired power plants, from municipal waste incineration and from the iron- and steel-industry. *Radioactivity in the Environment*. Elsevier, 2005, vol. 7, no. C, pp. 996–1008.
11. Sahu S.K., Tiwari M., Bhangare R.C., Ajmal P.Y., Pandit G.G. Partitioning behavior of natural radionuclides during combustion of coal in thermal power plants. *Environmental Forensics*, 2017, vol. 18, no. 1, pp. 36–43.
12. Ots A.A. *Protsessy v parogeneratorakh pri szhigani slantsev i kansko-achinskikh ugley* [Processes in steam generators during the combustion of shale and Kans-Achinsk coals]. Moscow, Energiya Publ., 1977. 312 p.
13. *Kansko-Achinskiy ugolny bassey* [Kans-Achinsk coal basin]. Available at: <https://ru.wikipedia.org/> (accessed 29 December 2022).
14. Ovseichuk V.A., Krylov D.A., Sidorova G.P. Radioaktivnost ugley i produktov ikh szhiganiya [Radioactivity of coals and their combustion products]. *Atomnaya strategiya*, 2013, vol. 21, pp. 11–13.
15. Mauricheva T.S. *Kolichestvennaya otsenka postupleniya radionuklidov v okruzhayushchuyu sredu pri rabote ugolnykh TETS*. Avtoref. Dis. Kand. nauk [Quantitative assessment of the release of radionuclides into the environment during the operation of coal-fired CHPPs. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2007. 21 p.
16. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation. *UNSCEAR 2000 Report Vol I. Sources and effects of ionizing radiation*. UNSCEAR, 2000. 659 p.
17. Sources, effects and risks of ionizing radiation. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation. 1988 Report to the General Assembly, with annexes. *UNSCEAR*, 1988. 647 p.
18. Gustova M.V., Kaplina S.P., Gustova N.S., Balzhinnyam N., Badamgarav Ch. Risk assessment of radioecological pollution in the area of operating coal TPP. *Khimiya tverdogo topliva*, 2021. 23 p.
19. Arbuzov S.I., Volostnov A.V., Mashenkin V.S., Rybalko V.I. Radioactive elements (U, Th) in coals. *Radioaktivnost i radioaktivnye elementy v srede obitaniya cheloveka* [Radioactivity and radioactive elements in the human environment]. Tomsk, 2013. pp. 56–62.
20. Ketris M.P., Yudovich Y.E. Estimations of Clarkes for Carbonaceous biolithes: world averages for trace element contents in black shales and coals. *International Journal of Coal Geology*. Elsevier, 2009, vol. 78, no. 2, pp. 135–148.
21. Ilyenok S.S. *Geokhimiya elementov-primesey v uglyakh Azeyskogo mestorozhdeniya Irkutskogo ugolnogo bassey*. Diss. Kand. nauk [Geochemistry of elements-impurities in the coals of the Azeyskoe deposit of the Irkutsk coal basin. Cand. Diss.]. Tomsk, 2017. 207 p.
22. Sidorova G.P., Krylov D.A. Radiation hazard issues in the coal power generation industry. *Gorny informatsionno-analiticheskiy byulleten*, 2017, vol. 11, pp. 200–209. In Rus.
23. Appleby L.D., Devell L., Mishra Y.K. *Puti migratsii iskusstvennykh radionuklidov v okruzhayushchey srede* [Ways of migration of artificial radionuclides in the environment]. Eds. F. Warner, R. Harrison. Moscow, Mir Publ., 1999. 511 p.
24. Yudovich Y.E., Ketris M.P. Geochemistry of coal: occurrences and environmental impacts of trace elements. *Coal Production and Processing Technology*. Boca Raton, CRC Press, 2015. pp. 51–77. DOI: 10.1201/b19352.
25. Arbuzov S.I., Maslov S.G., Volostnov A.V., Ilenok S.S., Arkhipov V.S. Modes of occurrence of uranium and thorium in coals and peats of Northern Asia. *Solid Fuel Chemistry*, 2012, vol. 46, no. 1, pp. 52–66.
26. Vilakazi A.Q., Ndlovu S., Chipise L., Shemi A. The recycling of coal fly ash: a review on sustainable developments and economic considerations. *Sustainability*, 2022, vol. 14, no. 4, pp. 1–32.
27. Loan T.T.H., Ba V.N., Thien B.N. Natural radioactivity level in fly ash samples and radiological hazard at the landfill area of the coal-fired power plant complex, Vietnam. *Nuclear Engineering and Technology*. Elsevier, 2022, vol. 54, no. 4, pp. 1431–1438.
28. Hedval R., Erlandson B. Kontsentratsii radioaktivnosti v ne-yadernykh otraslyakh promyshlennosti [Radioactivity concentrations in non-nuclear industries]. *Byulleten Tsentra obschestvennoy informatsii po atomnoy energii*, 1998, vol. 2, pp. 26–30.
29. Kumar S., Kumar R., Alex T.C., Bandopadhyay A., Mehrotra S.P. Influence of reactivity of fly ash on geopolymerisation. *Advances in Applied Ceramics Structural, Functional and Bioceramics*, 2007, vol. 106, no. 3, pp. 120–127.
30. Kumar S., Kumar R. Mechanical activation of fly ash: effect on reaction, structure and properties of resulting geopolymer. *Ceramics International*, 2011, vol. 37, no. 2, pp. 533–541.
31. Temuujin J., Williams R.P., Van Riessen A. Effect of mechanical activation of fly ash on the properties of geopolymer cured at ambient temperature. *Journal of Materials Processing Technology*, 2009, vol. 209, no. 12–13, pp. 5276–5280.
32. Marjanović N., Komljenović M., Bašćarević Z., Nikolić V. Improving reactivity of fly ash and properties of ensuing geopolymers through mechanical activation. *Construction and Building Materials*. Elsevier, 2014, vol. 57, pp. 151–162.
33. Akimochkina G.V., Kushnerova O.A., Rogovenko E.S., Fomenko E.V. Characterization of aerodynamically separated products of fly ash produced via the pulverized combustion of coal from Kuznetsk Basin. *Journal of Siberian Federal University. Chemistry*, 2018, vol. 11, № 2, pp. 197–210. In Rus.
34. Sharonova O.M., Solovyov L.A., Oreshkina N.A., Yumashev V.V., Anshits A.G. Composition of high-calcium fly ash middlings selectively sampled from ash collection facility and prospect of their utilization as component of cementing materials. *Fuel Processing Technology*, 2010, vol. 91, no. 6, pp. 573–581.
35. Kumar S., Kristály F., Mucsi G. Geopolymerisation behaviour of size fractionated fly ash. *Advanced Powder Technology*, 2015, vol. 26, no. 1, pp. 24–30.
36. Sharonova O.M., Kirilets V.M., Solovyov L.A., Anshits A.G. Influence of chemical additives on the properties of composite materials based on fine-dispersed high-calcium fly ash. *Siberian Federal University. Chemistry*, 2020, vol. 13, no. 3, pp. 395–407. In Rus.

Received: 30 December 2022.

Reviewed: 3 April 2023.

Information about the authors

Rashit A. Nazirov, Dr. Sc., professor, Siberian Federal University.

Petr Yu. Vede, postgraduate student, Siberian Federal University.

Igor V. Tarasov, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Andrey V. Zhuikov, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Elena M. Sergunicheva, Cand. Sc., associate professor, Siberian Federal University.

Olga R. Tolochko, postgraduate student, Siberian Federal University.

УДК 506.064

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЕСТЕСТВЕННЫХ РАДИОНУКЛИДОВ В ЗОЛАХ, УЛАВЛИВАЕМЫХ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРАМИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Назирова Рашит Анварович¹,
rnazirov@sfu-kras.ru

Веде Петр Юрьевич¹,
pvede@sfu-kras.ru

Тарасов Игорь Владимирович¹,
ivtarasov@sfu-kras.ru

Жуйков Андрей Владимирович¹,
azhuikov@sfu-kras.ru

Сергунчева Елена Михайловна¹,
emsergunicheva@sfu-kras.ru

Толочко Ольга Романовна¹,
otolochko@sfu-kras.ru

¹ Сибирский федеральный университет,
Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79.

Актуальность. В условиях общемировой тенденции к устойчивому развитию существует проблема утилизации золошлаковых отходов тепловых электростанций. Использование этих отходов в строительной отрасли имеет особое значение в связи с ресурсоемкостью производства строительных материалов. Зола-унос в составе строительных материалов может в значительной степени влиять на естественную радиоактивность конструкций и повышать радиационный фон в зданиях. Это связано с тем, что в процессе сжигания угля летучая зола обогащается природными радионуклидами.

Цель: изучение радиоактивности золы-уноса, осаждаемой на различных полях электрофильтра.

Объект: зола-унос, осаждаемая на полях электрофильтров от сжигания Канско-Ачинских бурых углей в энергетических котлоагрегатах БКЗ-420-140 ПТ-2.

Методы. Гамма-спектрометрическим методом определено содержание Ra-226, Th-232 и K-40, рассчитано значение нормируемого показателя удельной эффективной активности для золы-уноса. Методом лазерного дифракционного анализа определен гранулометрический состав исследуемых проб. Для статистической обработки результатов испытаний применялся кластерный анализ.

Результаты. Установлено наличие двух кластеров по содержанию естественных радионуклидов. В первый кластер, имеющий большую радиоактивность, объединены первые и вторые, а во второй – третьи и четвертые поля электрофильтров УГЗ-4. Установлена корреляционная зависимость между номерами полей электрофильтров, размером зольных частиц, содержанием Ra-226 и удельной эффективной активностью. Для Th-232 такой зависимости не обнаружено.

Выводы. Распределение частиц на полях электрофильтров является мультимодальным. Характер распределения каждой моды приближается к логнормальному закону. Содержание радия и значение удельной эффективной активности зависят от размеров частиц золы и описываются показательной функцией. Наибольшее содержание Ra-226 наблюдается в золах, осаждаемых на третьем и четвертом полях электрофильтров, что свидетельствует об обогащении этим радионуклидом более мелких зольных частиц. Полученные выводы соответствуют известному тезису о повышенной радиоактивности частиц золы, которые не осаждаются системами золоулавливания и попадают в атмосферу вместе с дымовыми газами. Предложенная методика исследования распределения естественных радионуклидов по полям электрофильтров может быть использована для прогнозирования радиоактивности частиц, не улавливаемых системой очистки дымовых газов и выбрасываемых в окружающую среду.

Ключевые слова:

Золы-уноса, ТЭС, радиационная опасность, естественные радионуклиды, строительные материалы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительством Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р.
2. ACAA. Coal Ash Recycling Rate Increases in 2020, Reversing Declines in Previous Two Years. – 2021. URL: <https://aca-usa.org/> (дата обращения 29.12.2022).
3. American Coal Ash Association. Coal Ash Recycling Rate Increases in 2020. – 2021. URL: <https://www.woc360.com/materials/coal-ash-recycling-rate-increases-2020> (дата обращения 29.12.2022).
4. Овчаренко Н.В. Оценка влияния добычи углей с повышенным содержанием естественных радионуклидов на качество угольной продукции и экологическое состояние окружающей среды: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Чита, 2020. – 24 с.
5. Сидорова Г.П., Крылов Д.А., Якимов А.А. Экологическое воздействие угольных ТЭС на окружающую среду // Вестник Забайкальского государственного университета. – 2015. – № 9 (124). – С. 28–38.
6. Овсейчук В.А., Крылов Д.А., Сидорова Г.П. Радиационные выбросы от угольных ТЭС // Вестник Забайкальского государственного университета. – 2012. – № 10. – С. 24–29.
7. Титаева Н.А. Геохимия изотопов радиоактивных элементов (U, Th, Ra): дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2002. – 91 с.
8. Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Уран в углях. – Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2001. – 84 с.
9. Крылов Д.А., Сидорова Г.П. Радионуклиды в углях и золе угольных ТЭС // Теплоэнергетика. – 2013. – № 4. – С. 11–11.
10. Puch K.H., Bialucha R., Keller G. Naturally occurring radioactivity in industrial by-products from coal-fired power plants, from municipal waste incineration and from the iron- and steel-industry // Radioact. Environ. Elsevier. – 2005. – V. 7. – № C. – P. 996–1008.
11. Partitioning behavior of natural radionuclides during combustion of coal in thermal power plants / S.K. Sahu, M. Tiwari, R.C. Bhangare, P.Y. Ajmal, G.G. Pandit // Environmental Forensics. – 2017. – V. 18. – № 1. – P. 36–43.
12. Отс А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей. – М: Энергия, 1977. – 312 с.
13. Канско-Ачинский угольный бассейн // Википедия URL: <https://ru.wikipedia.org/> (дата обращения: 29.12.2022).
14. Овсейчук В.А., Крылов Д.А., Сидорова Г.П. Радиоактивность углей и продуктов их сжигания // Атомная стратегия. – 2013. – Т. 21. – С. 11–13.

15. Мауричева Т.С. Количественная оценка поступления радионуклидов в окружающую среду при работе угольных ТЭЦ (на примере ТЭЦ г. Северодвинска): автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2007. – 21 с.
16. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation. UNSCEAR 2000 Report Vol I. Sources and effects of ionizing radiation // UNSCEAR. – 2000. – 659 p.
17. Sources, effects and risks of ionizing radiation. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation. 1988 Report to the General Assembly, with annexes // UNSCEAR. – 1988. – 647 p.
18. Оценка риска радиозоологического загрязнения в зоне действующей угольной ТЭС / М.В. Густова, С.П. Каплина, Н.С. Густова, Н. Балжинням, Ч. Бадамгарав // Химия твердого топлива. – 2021. – 23 с.
19. Радиоактивные элементы (U, Th) в углях / С.И. Арбузов, А.В. Волостнов, В.С. Машенькин, В.И. Рыбалко // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека. – Томск: Политехнический университет, 2013. – С. 56–62.
20. Ketris M.P., Yudovich Y.E. Estimations of clarkes for carbonaceous biolithes: world averages for trace element contents in black shales and coals // International Journal of Coal Geology. – 2009. – V. 78. – № 2. – P. 135–148.
21. Ильенко С.С. Геохимия элементов - примесей в углях Азейского месторождения Иркутского угольного бассейна: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2017. – 207 с.
22. Сидорова Г.П., Крылов Д.А. Проблемы радиационной опасности в угольной энергетике // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 11. – С. 200–209.
23. Апплби Л.Д., Девелл Л., Мишра Ю.К. Пути миграции искусственных радионуклидов в окружающей среде / под ред. Ф. Уорнера, Р. Харрисона. – М.: Мир, 1999. – 511 с.
24. Yudovich Y.E., Ketris M.P. Geochemistry of coal: occurrences and environmental impacts of trace elements // Coal Production and Processing Technology. – Boca Raton: CRC Press, 2015. – P. 51–77. DOI: 10.1201/b19352.
25. Modes of occurrence of uranium and thorium in coals and peats of Northern Asia / S.I. Arbutov, S.G. Maslov, A.V. Volostnov, S.S. Il'enok, V.S. Arkhipov // Solid Fuel Chemistry. – 2012. – V. 46. – № 1. – P. 52–66. DOI: 10.3103/S0361521912010028.
26. The recycling of coal fly ash: a review on sustainable developments and economic considerations / A.Q. Vilakazi, S. Ndlovu, L. Chipise, A. Shemi // Sustainability. – 2022. – V. 14. – № 4. – P. 1–32.
27. Loan T.T.H., Ba V.N., Thien B.N. Natural radioactivity level in fly ash samples and radiological hazard at the landfill area of the coal-fired power plant complex, Vietnam // Nuclear Engineering and Technology. Elsevier. – 2022. – V. 54. – № 4. – P. 1431–1438.
28. Хедвал Р., Эрландсон Б. Концентрации радиоактивности в ядерных отраслях промышленности // Бюллетень Центра общественной информации по атомной энергии. – 1998. – № 2. – С. 26–30.
29. Influence of reactivity of fly ash on geopolymerisation / S. Kumar, R. Kumar, T.C. Alex, A. Bandopadhyay, S.P. Mehrotra // Advances in Applied Ceramics Structural, Functional and Bioceramics. – 2007. – V. 106. – № 3. – P. 120–127.
30. Kumar S., Kumar R. Mechanical activation of fly ash: Effect on reaction, structure and properties of resulting geopolymer // Ceramics International. Elsevier. – 2011. – V. 37. – № 2. – P. 533–541.
31. Temuujin J., Williams R.P., Van Riessen A. Effect of mechanical activation of fly ash on the properties of geopolymer cured at ambient temperature // Journal of Materials Processing Technology. Elsevier. – 2009. – V. 209. – № 12–13. – P. 5276–5280.
32. Improving reactivity of fly ash and properties of ensuing geopolymers through mechanical activation / N. Marjanović, M. Komljenović, Z. Baščarević, V. Nikolić // Construction and Building Materials. – 2014. – V. 57. – P. 151–162.
33. Характеристика продуктов аэродинамического разделения золы-уноса от пылевидного сжигания угля кузнецкого бассейна / Г.В. Акимочкина, О.А. Кушнерова, Е.С. Роговенко, Е.В. Фоменко // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. – 2018. – Т. 11. – № 2. – С. 197–210.
34. Composition of high-calcium fly ash middlings selectively sampled from ash collection facility and prospect of their utilization as component of cementing materials / O.M. Sharonova, L.A. Solovyova, N.A. Oreshkinab, V.V. Yumasheva, A.G. Anshits // Fuel Processing Technology. Elsevier. – 2010. – V. 91. – № 6. – P. 573–581.
35. Kumar S., Kristály F., Mucci G. Geopolymerisation behaviour of size fractioned fly ash // Advanced Powder Technology. Elsevier. – 2015. – V. 26. – № 1. – P. 24–30.
36. Влияние химических добавок на свойства композитных материалов на основе тонкодисперсной высококальциевой летучей золы / О.М. Шаронова, В.М. Кирилец, Л.А. Соловьев, А.Г. Аншиц // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия. – 2020. – Т. 13. – № 3. – С. 395–407. DOI: 10.17516/1998-2836-0192.

Поступила: 30.12.2022 г.

Прошла рецензирование: 03.04.2023 г.

Информация об авторах

Назирова Р.А., доктор технических наук, профессор кафедры проектирования зданий и экспертизы недвижимости Инженерно-строительного института Сибирского федерального университета.

Веде П.Ю., аспирант Инженерно-строительного института Сибирского федерального университета.

Тарасов И.В., кандидат технических наук, доцент кафедры проектирования зданий и экспертизы недвижимости Инженерно-строительного института Сибирского федерального университета.

Жуйков А.В., кандидат технических наук, доцент кафедры инженерных систем зданий и сооружений Инженерно-строительного института Сибирского федерального университета.

Сергуничева Е.М., кандидат технических наук, доцент кафедры проектирования зданий и экспертизы недвижимости Инженерно-строительного института Сибирского федерального университета.

Толочко О.Р., аспирант Инженерно-строительного института Сибирского федерального университета.

УДК 553.578; 553.575

ДИАТОМИТЫ И ОПОКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА: ЛИТОЛОГИЯ, СТРУКТУРНО-ТЕКСТУРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ПОТЕНЦИАЛ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Смирнов Павел Витальевич¹,
geolog.08@mail.ru

Жакипбаев Бибол Ермуратович²,
bibol.ye.zhakipbayev@mail.ru

Староселец Дмитрий Андреевич³,
d_star1997@mail.ru

Дерягина Оксана Ивановна³,
deriaginaoksanzsgc@yandex.ru

Баталин Георгий Александрович⁴,
g@batalin.com

Гареев Булат Ирекович⁴,
bulat@gareev.net

Вергунов Алексей Викторович³,
alexeivergunov@rambler.ru

¹ Тюменский научный центр СО РАН,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Малыгина 86.

² Южно-Казахстанский университет имени М. Ауэзова,
Казахстан, 160012, г. Шымкент, пр. Тауке хана, 5.

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

⁴ Казанский федеральный университет,
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5.

Актуальность. В последние десятилетия отдельные исследования в Республике Казахстан были направлены на расширение потенциала использования пород крупных и имевших историю промышленной эксплуатации месторождений силицитов с целью ревизии их физико-химических, минералогических параметров и оценки перспектив расширения их применения в новых отраслях и технологиях в строительном и техническом материаловедении, основанных на глубокой химической переработке минерального сырья. В статье приведены новые данные о химико-минералогических и структурных параметрах диатомитов Утесайского месторождения и опок Таскалинского месторождения Республики Казахстан.

Цель: комплексный анализ химико-минерального состава и структурно-текстурных особенностей пород с двух крупнейших месторождений кремниевого сырья в Западной части Казахстана – Утесайского месторождения диатомитов и Таскалинского месторождения опок.

Объекты: диатомиты Утесайского и опоки Таскалинского месторождений западной части Республики Казахстан.

Методы: полевые исследования, литолого-петрографический анализ шлифов, рентгенодифракционный анализ, дифференциальный термический анализ, сканирующая электронная микроскопия, рентгенофлуоресцентный анализ.

Результаты. Для изученных диатомитов и опок характерна высокая степень однородности, они представлены типичными фазами для кремниевых пород региона – опал-кристобалит-тридимит (опал-СТ), глинистые минералы с примесью кварца и полевых шпатов. С минералогической точки зрения самым очевидным отличием изученных диатомитов от зауральских является существенное содержание каолинита – свыше 10 %, в то время как в диатомитах Зауралья главным глинистым компонентом является смектит и смешаннослойные шлит-смектитовые образования. Рассматриваемые горные породы являются глинистыми диатомитами и глинистыми опоками, общее содержание основных оксидов позволяет характеризовать сырье как среднего качества, наиболее подходящее для производства пеностеклянных материалов, и, в частности, стеклотехники, при производстве которой глинозем является важным функциональным компонентом. Вместе с тем существенное содержание глинистых и иных примесей не позволяет рекомендовать такое сырье для изготовления фильтровальных и сорбирующих материалов.

Ключевые слова:

диатомит, опока, сырье, силициты, нерудные полезные ископаемые, Казахстан.

Введение

В пределах обширной и геологически сложно построенной территории Казахстана в период проведения геолого-поисковых, картировочных и геологоразведочных работ установлены крупные зоны приповерхностного залегания и выходы на поверхность кремниевых пород. Местами указанные отложения формируют «столовые» возвышенности площадью в несколько десятков квадратных километров [1, 2]. Подобные масштабы распространения делают отдельные, например, западные регионы Казахстана – в

районе Эмбы, Актюбинска и др. – одними из крупнейших ресурсных центров кремниевого сырья (диатомитов и опок) в Евразии, уступающим по суммарному потенциалу, вероятно, только северным и западным провинциям Западной Сибири [3].

Интерес к изучению кремниевых пород в различных аспектах является глобальной тенденцией и определяется широкими возможностями их использования для создания на основе одного вида минерального сырья множества промышленных узлов, ориентированных на производство новых видов вы-

сокотехнологичной продукции, современных композитных и фильтровальных материалов [4–7]. Для старых горнозаводских районов (Средний и Южный Урал, Зауралье, север Казахстана и др.) внедрение в промышленный оборот нетрадиционных видов сырья рассматривается как возможность диверсификации экономики, преодоления импортозависимости и нарастающей диспропорции между производственными мощностями по добыче и переработке сырья.

В Западном Казахстане широко известны месторождения диатомитов, опок и трепелов, пригодных для производства цемента (Утесайское, Киргизское, Шиповское) и теплоизоляционных изделий (Кок-Нора, Испай-Булак). В отличие от месторождений Среднего и Южного Зауралья – Ирбитского, Камышловского, Шадринского и др. [8], находящихся в эксплуатации или подготовленных к ней, месторождения Казахстана изучены несравнимо меньше, а с момента открытия и первичного изучения в 1970–1980 гг. для них не выполнялись работы по ревизии/доизучению их ресурсного потенциала и детальной диагностики технологически значимых свойств. По данным У.Г. Дистанова [1], кроме основных объектов минерально-сырьевой базы, поставленных на государственный баланс, перспективные участки располагаются к северо-востоку и юго-востоку от г. Эмба – как в виде площадей приповерхностного залегания, так и в виде возвышенностей (Ак-Чай, Музбель, Бес-Тау, Ак-Тюбе, Кундузды и др.). Общий ресурсный потенциал оценивался не менее чем в 0,5–1 млрд м³ [1], а по мнению В.В. Юриша – свыше 3–4 млрд м³, из которых на Жалпакское поле диатомитов площадью 84 км² приходятся рекордные 1,8 млрд м³ [2].

В последние десятилетия отдельные исследования были направлены на расширение потенциала использования пород крупных и имевших историю промышленной эксплуатации месторождений силицитов – Утесайского и Таскалинского – в отраслях, преимущественно связанных с разработкой строительных [9–11], конструкционных и отделочных материалов [12], для очистки воды [13], которые базировались на ранее сформированных рекомендациях к использованию этого сырья. В Республике Казахстан перспективы использования кремниевых пород палеогена связывают именно с развитием технологий пеностекла, как по причине потенциальной востребованности подобных материалов на местном рынке, так и в связи с тем, что силикато- и стеклообразование может протекать при температурах, близких к области вспенивания пеностекла, что облегчает технологическую реализацию таких проектов. Экспериментально доказаны возможности получения пеностекла путем низкотемпературной обработки опоки при температурах ниже 900 °С непосредственно из сырьевой смеси на основе аморфнокремнеземистых пород, минуя процесс стекловарения [14–17]. Несмотря на это, данные по базовым месторождениям минерально-сырьевой базы кремниевых пород остаются весьма фрагментированными.

Целью настоящей работы является обобщенный анализ потенциала использования диатомитов Утесайского месторождения и опок Таскалинского ме-

сторождения на основе изучения их химико-минерального состава и структурно-текстурных параметров.

Объекты и методы исследования

Краткая история изучения месторождений кремниевых пород в Сибирско-Центрально-Азиатском регионе

Следует отметить, что ревизия запасов минерально-сырьевой базы кремниевых пород в регионе не выполнялась в течение десятилетий, что позволяет оперировать преимущественно данными, относящимися ко второй половине XX в.

Первое районирование ресурсной базы кремниевых пород в Сибирском регионе и смежных с ним территориях Северного и Западного Казахстана включало разделение всего макрорегиона на Зауральскую, Северо-Казахстанскую и Восточно-Казахстанскую зоны (субпровинции) [18]. В дальнейшем по мере разворачивания геолого-съемочных работ с бурением картировочных скважин и геолого-минералогического картирования в западной и северной частях Западной Сибири были определены границы, перспективные участки и ресурсный потенциал [19]. В обзоре И.И. Нестерова с соавторами [3] приведен самый исчерпывающий к настоящему моменту обзор минерально-сырьевой базы кремниевых пород палеогена Зауралья и Западной Сибири, где на основании инженерно-геологических условий и перспектив разработки было предложено новое разделение провинции. В силу фрагментарности фактического материала данные по казахстанским месторождениям в этой работе представлены в неполной мере. Относительно хорошо изученная Зауральская субпровинция объединяет разведанные месторождения диатомитов и опок в регионе в Среднем и Южном Зауралье в долинах рек Сосьва, Лозьва, Тура, Ница, Ирбит, Пышма, Миасс и др. Северо-Казахстанская субпровинция (Тургайско-Приаральский регион) в систематике У.Г. Дистанова [18] рассматривалась как продолжение Зауральской на юго-восток и была связана с последней общностью условий формирования, физико-химических параметров пород продуктивной толщи и геолого-инженерных условий. Такое же сходство, особенно в части геолого-инженерных условий и двухчастного строения разреза (ниже залегающие опоки + выше залегающие диатомиты), характерно и для месторождений Западного Казахстана. Наиболее крупные месторождения региона с момента открытия в 1950–1970 гг. повторно не изучались.

Региональная стратиграфия и геологические условия

Морской палеоген Северного и отчасти Восточного Приаралья впервые подробно описан в [20] с использованием актуальной на тот момент стратиграфической номенклатуры. Работа Яншина подвела итог интенсивных двадцатилетних полевых исследований и глубокой проработки имеющихся материалов по плато Устюрт и удаленным районам бывшего СССР и Западной Европы [20, 21]. Разрезы палеогена более северных участков, вплоть до Западно-Сибирской низменности, увязываются между собой и

с приаральскими. Для зауральских, западносибирских и казахстанских кремниевых пород было установлено сходство в строении морской палеогеновой серии и деление на три формации. По мнению А.Л. Яншина [20], по литохимическому составу на севере Тургая распространены формации: нижняя – кремнисто-глауконитовая, средняя – кремнистая и верхняя – пирит-сидеритовая. К югу наблюдается некоторая смена состава пород формаций при сохранении общего их типа. Кремнисто-глауконитовая формация в Приаралье становится глауконитово-кремнистой (в ней преобладает роль хемогенного кремнезема), а пирит-сидеритовая формация, обедняясь железом, становится пирит-известковой. Последние микропалеонтологические исследования эоценовых отложений в смежной территории – в разрезе скв. 57 (Восточный Прикаспий) – выполнены Т.В. Орешкиной с соавторами [22]. Седиментационные циклы и палеогеографическую конфигурацию эпиконтинентальных бассейнов в пределах Западно-Сибирского и смежных с ним северного и частично Западного Казахстана исследовал В.И. Железко [23].

В призмбинском районе месторождения кремниевых пород связаны с отложениями раннего эоцена – акчатской свиты ипра и лютета – это своего рода аналог главного продуктивного горизонта в Зауралье ирбитской свиты P_{1g} [3]. Акчатская свита P_{1ak} (ипр –

лютет) сложена светлыми, почти белыми, трепелами и диатомитами, чистыми легкими опоками. В верхней части свиты присутствуют слои листоватых глин, а ближе к источникам сноса – также слои алевроитов и мелкозернистых песков. Обычно акчатская свита согласно залегает на отложениях тыкбутацкой свиты, однако в области унаследованных антиклинальных поднятий и вблизи Мугуджар, а также на Орь-Илекской возвышенности наблюдается явно трансгрессивное налегание пород акчатской свиты на разновозрастные отложения палеогена и мела. Мощность свиты 20–40 м. Стратиграфическое положение акчатской свиты определено по радиоляриям, диатомовым водорослям и силикофлагеллятам А.И. Кротовой и К.Г. Шибковой [24]. Географическое распространение: восточная окраинная часть ипрско-танетского морского бассейна в Восточном Прикаспии.

Район исследования и отбор проб

Объектами изучения стали валовые пробы диатомитов и опок (по три с каждого) с двух месторождений Западного Казахстана – Утесайского месторождения диатомитов и Таскалинского месторождения опок (рис. 1). Данные по общему геологическому строению месторождений, истории изученности, запасам приведены по [25].

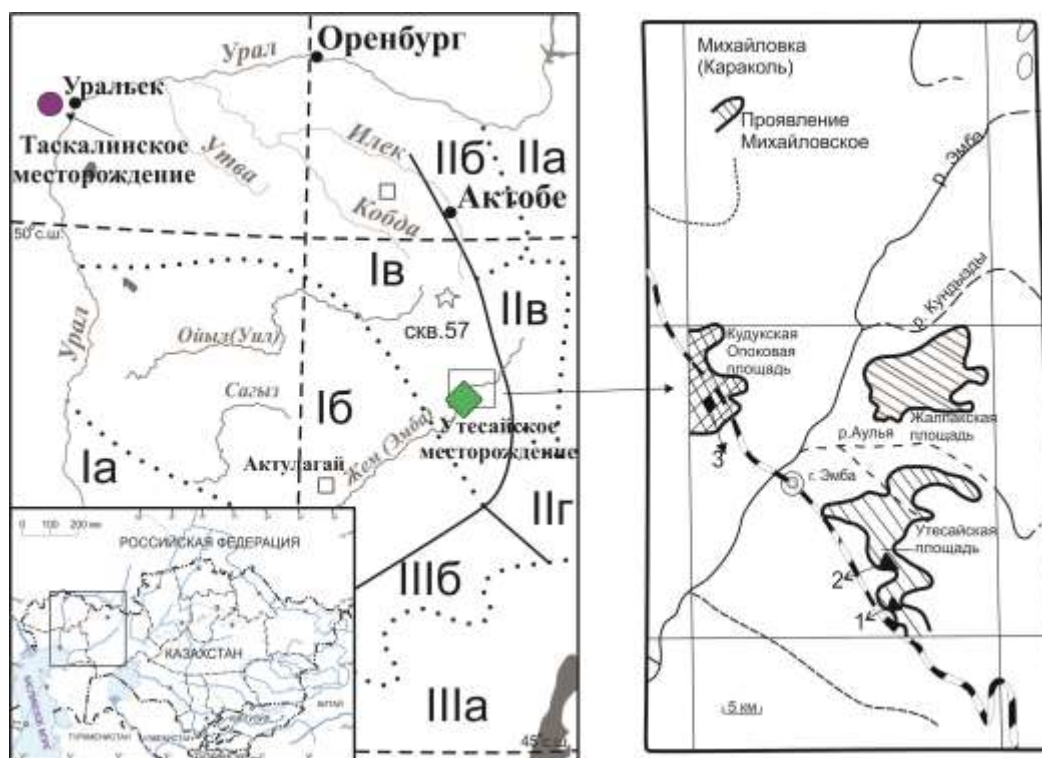


Рис. 1. Обзорная карта с указанием месторасположения Таскалинского и Утесайского месторождений по [2]. Фациально-структурные зоны и районы Восточного Прикаспия [2, 26]: I – восточная часть Прикаспийской впадины (Ia – Южно-Эмбинский; Ib – Сагизско-Уильский; Ic – Утвинско-Хобдинский); II – Казахский Урал и его периферия (IIa – Казахский Урал; IIb – Актыбинское Приуралье; IIc – Западное Примугуджарье; IId – Южное Примугуджарье); III – Устюрт (IIIa – плато Устюрт; IIIb – Предустюртская равнина); IV – Бузачи

Fig. 1. Overview map showing the location of the Utesai and Taskala deposits by [2]. Facies-structural zones and regions of the Eastern Pre-Caspian [2, 26]: I – eastern part of the Pre-Caspian depression (Ia – South Emba; Ib – Sagiz-Uil; Ic – Utvinsko-Khobda); II – Kazakh Urals and its periphery (IIa – Kazakh Urals; IIb – Aktobe Cis-Urals; IIc – Western Primogodzharye; IId – Southern Primogodzharye); III – Ustyurt (IIIa – Ustyurt plateau; IIIb – Pre-Ustyurt plain); IV – Buzachi

Утесайское месторождение диатомитов расположено в Мугоджарском районе Актыбинской области Казахстана, в 211 км юго-восточнее г. Актыбинска, 2 км северо-восточнее ж.-д. станции Киргизская (Кыргыз), и связано с ней грунтовой дорогой. Открыто в 1969 г. В.А. Зотовым, В.А. Лобанчук, В.И. Карповым. Изучалось в 1973–1974 гг. В.А. Зотовым, в 1980 г. В.И. Карповым, О.К. Тимофеевым, Р.Х. Шакировым. Приурочено к Бахытбайскому антиклинорию и представлено пластом диатомита эоценового возраста, залегающим горизонтально на разновозрастных опоках и опоквидных глинах (рис. 2, А). Простирается его восток-северо-восточное, длина 1800 м, ширина 900 м, мощность 0,5–18 м (средняя 1,09 м). Пласт выдержан по мощности, выклинивание его постепенное.

Запасы диатомита, учтенные государственным балансом на 01.01.96 г., составляют по категориям В+С 16899 тыс. м³, в том числе по В – 4442 тыс. м³; С₁ – 12457 тыс. м³; по С₂ – 10721 тыс. м³. Месторождение разрабатывается открытым способом. За период отработки добыто порядка 3 тыс. м³ диатомита. Максимальная проектная глубина карьера 21 м. Коэффици-

ент вскрыши 0,43. Месторождение не обводнено. Прирост запасов возможен за счет перевода запасов категории С₂ в промышленные, а также доразведки диатомита на северо-восточном фланге, где продуктивная толща имеет значительные площади распространения.

Таскалинское месторождение опок относится к Каменскому ресурсному району и локализовано в Каменском районе Западно-Казахстанской области Казахстана, в 1,7–2,8 км к юго-востоку от ж.-д. станции Шипово. Открыто в 1959 г. В.В. Литовко, позже, в 1964 г., изучалось С.В. Толоконушковым. Месторождение в геологическом отношении расположено в пределах Прикаспийской впадины и представлено горизонтальной пластообразной залежью опок палеоценового возраста, перекрытой палеоценовыми песками и плиоцен-четвертичными суглинками (рис. 2, В). Длина залежи 1200 м, ширина 400 м, мощность 6,64–28,7 м (средняя 18,3 м), глубина залегания кровли 0,2–6 м.

Для проведения лабораторных и микроскопических исследований было отобрано шесть валовых проб по 3 кг. Три пробы диатомитов на Утесайском месторождении и три пробы опок на Таскалинском.

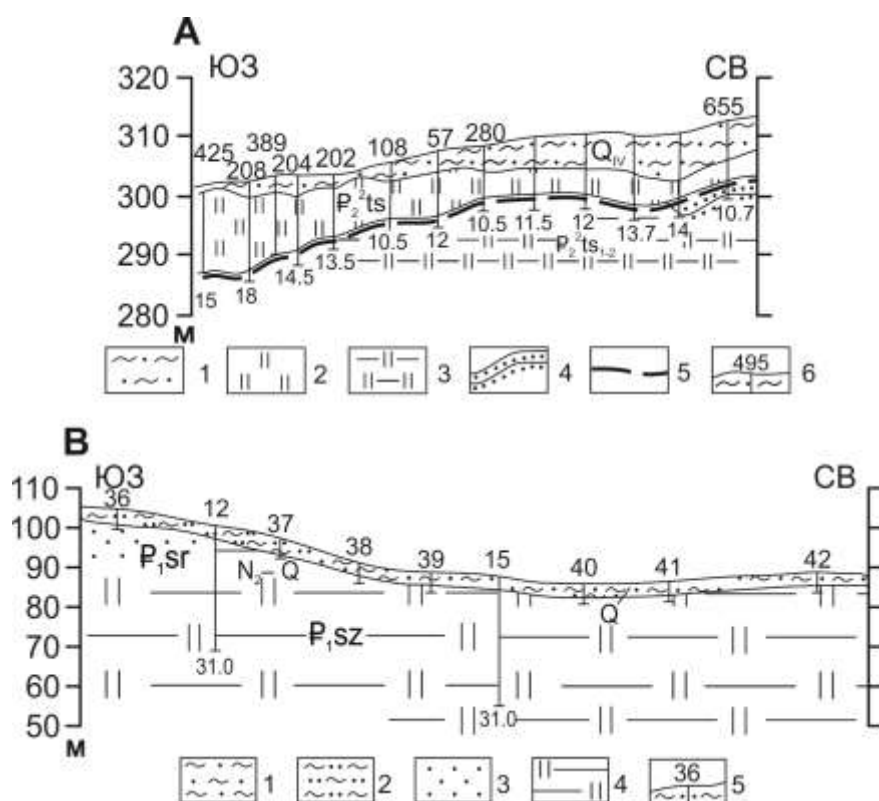


Рис. 2. Геологические разрезы (по данным геологических отчетов Зотова и др., 1969, 1973–1974 гг.) [25]: А – Утесайского месторождения диатомитов: 1 – песчано-гравийные отложения четвертичные; 2–4 – отложения эоцена, тасаранская свита: 2 – диатомит акчатской свиты, 3 – опока, 4 – песчаник тикбутакской подсвиты; 5 – контур подсчета запасов; 6 – скважины и их номера; В – для месторождения Шиповского рудного узла (Таскалинское месторождение опок): 1 – суглинки четвертичные; 2 – суглинки плиоцен-четвертичные; 3, 4 – отложения палеоцена: 3 – пески саратовского яруса, 4 – опоки сызранского яруса; 5 – скважины и их номера

Fig. 2. Geological sections (according to the geological reports of Zotov et al., 1969, 1973–1974) [25]: А – Utesai diatomite deposit: 1 – Quaternary sand and gravel deposits; 2–4 – Eocene deposits, Tasaran Formation: 2 – diatomite of the Akchat Formation, 3 – opoka, 4 – sandstone of the Tikbutak subformation; 5 – contour of reserves calculation; 6 – wells and their numbers; В – for the deposit of the Shipovskiy ore cluster (Taskala opoka deposit included): 1 – Quaternary loams; 2 – Pliocene-Quaternary loams; 3, 4 – Paleocene deposits: 3 – sands of the Saratov stage, 4 – flasks of the Syzran stage; 5 – wells and their numbers

Лабораторные исследования

Лабораторные исследования включали в себя стандартный литолого-петрографический анализ в шлифах, изучение методами рентгенодифракционного, рентгенофлуоресцентного и синхронного термического анализов, сканирующую электронную микроскопию.

Литолого-петрографические исследования в шлифах выполнены на поляризационном микроскопе Olympus-BX53. Изучение минерального состава выполнено рентгеноструктурным методом на рентгеновском дифрактометре ДРОН-4 с дальнейшей обработкой дифрактограмм на программной платформе GeoQuant, с помощью которого удалялись ошибки автоматического распознавания и паразитные пики. Дифрактограммы диатомитов и опок получены для порошковых проб. Синхронный термический анализ выполнен на приборе STA 409PG (Netzch) в окислительной воздушной среде с максимальной температурой 1000 °C; скорость нагрева 10 К/мин; материал тигля Pt-Rh, Al₂O₃. Образец – около 30 мг порошка.

Электронная сканирующая микроскопия проводилась на аппаратно-программном комплексе на базе растрового электронного микроскопа JEOL JSM 6510A. Пространственное разрешение до 2,5 нм, ускоряющее напряжение до 20 кВ с током пучка от 3,5 до 15 нА. Номенклатура глинистых минералов дается в соответствии с последними рекомендациями по номенклатуре глинистых минералов [27]. Определение содержания полуторных оксидов проводилось на рентгенофлуоресцентном волнодисперсионном спектрометре S8 Tiger (Bruker, Германия) в Лаборатории изотопного и элементного анализа Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского Федерального университета (г. Казань).

Результаты и обсуждение

Диатомиты и опоки белого, светло-серого цвета, местами со слабым желтоватым оттенком, лёгкие, пористые, с органогенно-детритовой структурой и однородной текстурой.

Химико-минеральный состав

Основным компонентом в химическом составе диатомитов Утесайского месторождения является SiO₂, его содержание составляет 68,83–68,88 % (табл. 1). В подчиненном количестве содержатся Al₂O₃ (12,29–12,48 %) и Fe₂O₃ (1,96–2,11 %).

Основным в минеральном составе является кремнезем разной степени кристалличности. Аморфная фаза биогенного опала проявляется на дифрактограммах для диатомитов Утесайского месторождения в виде характерного гало в интервале 19–24 град. углов 2θ (рис. 3, а). Кварц, содержащийся в небольшом количестве, был идентифицирован по достаточно узким пикам с межплоскостными расстояниями 4,25Å, 3,34Å. В небольшом количестве в диатомитах содержатся обломки полевых шпатов. Соответствующие им рефлексы со значениями межплоскостных расстояний, равными 3,24Å, имеют значительно меньшую

интенсивность, относятся к калиевым полевым шпатам – ортоклазам. Их рефлексы присутствуют лишь на некоторых полученных дифрактограммах (рис. 3, а). Иллита содержится 1–7 %, рефлексы с межплоскостными расстояниями 9,93Å с невысокой интенсивностью. Каолинита в образцах значительно больше, чем иллита. Его содержание изменяется в пределах от 8 до 18 %. Рефлексы каолинита более широкие со значениями межплоскостных расстояний 7,14Å, 7,18Å, 7,21Å и 3,57Å. Разные значения межплоскостных расстояний могут говорить об особенностях структуры каолинита и возможных в нём примесей. Минеральный состав для трех проб диатомитов Утесайского месторождения приведен в табл. 2, с указанием средних значений для изученных пород.

Таблица 1. Химический состав диатомитов Утесайского месторождения и опок Таскалинского месторождения

Table 1. Chemical composition of diatomites of the Utesai deposit and opoka of the Taskala deposit

Элементы Elements	Диатомит/Diatomite			Опока/Opoka		
	y-21-1	y-21-2	y-21-3	тск-21-1	тск-21-2	тск-21-3
SiO ₂	68,88	68,84	68,83	75,53	81,79	78,41
Al ₂ O ₃	12,30	12,48	12,29	4,46	5,55	4,02
Fe ₂ O ₃	1,96	2,08	2,11	6,67	2,63	5,17
K ₂ O	1,04	1,08	1,05	1,85	1,03	1,84
MgO	0,965	1,02	1,02	0,433	0,796	0,387
CaO	0,365	0,317	0,360	1,21	0,395	1,21
TiO ₂	0,599	0,626	0,602	0,593	0,270	0,551
Na ₂ O	0,682	0,623	0,682	–	0,220	–
SO ₃	0,0536	0,033	0,0476	0,0652	0,0222	–
P ₂ O ₅	0,0229	–	–	1,17	0,0427	1,15
V ₂ O ₅	–	–	0,0348	0,0389	0,0194	–
Cl	0,411	0,390	0,407	0,0583	–	–
NiO	0,0048	0,0043	0,0035	–	0,0047	0,0088
ППП/LOI	12,7	12,5	12,6	7,93	7,23	7,26

Примечание/Notes: – нет данных/no data.

Основным компонентом в химическом составе опок Таскалинского месторождения является SiO₂, его среднее содержание варьирует в диапазоне от 75,53 до 81,79 % (табл. 1). В подчиненном количестве содержатся Al₂O₃ (4,02–5,55 %) и Fe₂O₃ (2,63–6,67 %).

На дифрактограммах опок в области углов 2θ со значениями 19–24 град. проявляется опал-кристобалит-тридимитовая фаза с преобладающим кристобалитовым мотивом (рис. 3, б). Кристобалит определялся по интенсивным широким рефлексам со значениями 4,10Å и менее интенсивным 2,50Å. Рефлексы тридимита заметно меньшей интенсивности с межплоскостными расстояниями 4,30Å. Опал на дифрактограммах яркой выраженности в данном случае не имеет, поскольку его содержится меньше, чем в диатомитах. Он входит в состав леписфер, обнаруженных при помощи метода СЭМ, им сложены многочисленные створки диатомей и спикеры губок, которые были идентифицированы в петрографических шлифах при микроскопических исследованиях с использованием поляризационного микроскопа. Кварца в опоках содержится в пределах 11–14 %. Основной пик кварца узкий наиболее интенсивный с

межплоскостным расстоянием 3,34Å. Второстепенные рефлексы 4,25Å, 1,82Å с заметно меньшей интенсивностью. На долю полевых шпатов приходится не более 1–3 %. На дифрактограммах отмечены слабо-выраженные рефлексы с межплоскостными расстояниями 3,19Å, соответствующие плагиоклазам (рис. 3, b).

Также для минерального состава данных опок характерно присутствие иллита. Его рефлексы имеют разную интенсивность и выраженность, а межплоскостные расстояния равны 9,93Å. Минеральный состав для трех проб опок Таскалинского месторождения приведен в табл. 2.

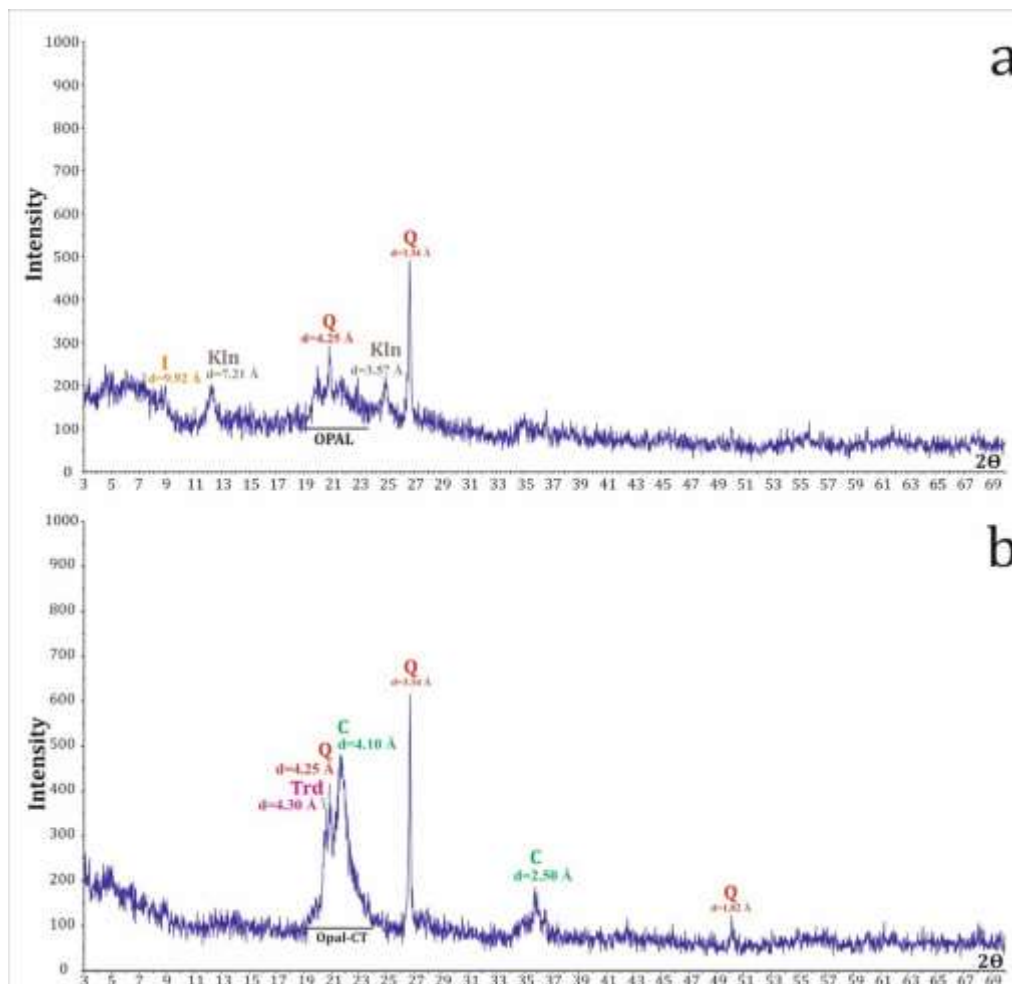


Рис. 3. Репрезентативные рентгенограммы и минеральные фазы в диатомитах Утесайского (a) и опоках Таскалинского месторождений (b): Q – кварц; Kln – каолинит; I – иллит; C – кристобалит; Trd – тридимит, Opal-CT – опал-кристобалит-тридимит

Fig. 3. Representative X-ray diffraction patterns and mineral phases in diatomites from the Utesayskoye (a) and opoka of the Taskala deposits (b): Q – quartz; Kln – kaolinite; I – illite; C – cristobalite; Trd – tridymite, Opal-CT – opal-cristobalite-tridymite

По данным термического анализа диатомитов Утесайского месторождения, в интервале 35–200 °C происходит выделение адсорбционной воды и связанной воды из опала с общей потерей массы в пределах – 3,26–3,41 % (первый эндоэффект). В интервале 200–400 °C фиксируется потеря связанной воды (2,78–2,92 %). Эндоэффект с пиком 512 °C соответствует выделению воды из каолинита, в интервале 600–1000 °C незначительная потеря массы (менее 0,5 %) указывает на малое содержание иллитовых минералов. Общая потеря массы в диатомитах до 1000 °C составляет порядка 10,0 % (рис. 4, a).

Результаты термических исследований опок Таскалинского месторождения свидетельствуют о наличии одного эндотермического эффекта с пиком

111–113 °C, обусловленного выделением адсорбционной воды и связанной воды из опала (рис. 4, b).

Структурно-текстурные параметры кремниевых пород

По данным литолого-петрографического анализа изученных пород установлено, что диатомиты Утесайского месторождения сложены преимущественно мелкими (от 0,007 до 0,03 мм) обломками створок диатомей (рис. 5). Целые створки и панцири составляют 25–30 % от объема породы. Размеры целых створок диатомей варьируются в пределах от 0,02 до 0,04 мм. Редко встречаются спикеры губок, их совокупное содержание не превышает 1 %. Длина спикера составляет 0,05 мм, ширина 0,008 мм. Диатомовые водоросли и спикеры губок сложены чистым прозрачным опа-

лом. Обломки створок диатомовых водорослей часто перемешаны с мельчайшими (0,005 мм и менее) чешуйками каолинита и иллита.

Таблица 2. Минеральный состав диатомитов Утесайского месторождения и опок Таскалинского месторождения

Table 2. Mineral composition of diatomites of the Utesai deposit and opoka of the Taskala deposit

Порода Rock	Шифр пробы Sample code	Содержание/Content, %				
		Опал + халцедон Opal + chalcedony	Кварц Quartz	Полевые шпаты Feldspar	Иллит Illite	Каолинит Kaolinite
Диатомит Diatomite	y-21-1	56,8	15,0	3,3	7,0	17,9
	y-21-2	69,1	8,9	<1	3,2	18,8
	y-21-3	79,8	10,8	<1	1,3	8,1
	среднее значение average value	68,6	11,6	1,1	3,8	14,9
Опока Opoka	тск-21-1	86,1	13,9	<1	<1	<1
	тск-21-2	82,7	14,9	1,1	1,3	<1
	тск-21-3	80,8	10,8	3,2	5,2	<1
	среднее значение average value	83,2	13,2	1,4	2,2	<1

Примесь алевритового материала в диатомите составляет 10–15 %, и представлена она угловатыми и полуокатанными обломочными зёрнами размером 0,02 мм и менее. Обломки кварца чистые прозрачные, с нормальным погасанием, без регенерационных каёмочек. Полевые шпаты представлены плагиоклазами кислого состава и составляют 2–3 %. Содержание обломков пород (преимущественно микрокварцита) не превышает 1 %. В общей массе устанавливаются единичные бесцветные чешуйки мусковита.

Особенностью рассматриваемых диатомитов является содержащийся в них халцедон. Он имеет криптокристаллическую структуру, частично, а иногда полностью, замещает отдельные створки диатомей и спилкулы губок, целиком заполняет свободное пространство внутри панцирей диатомей. Также локально им заполнены промежутки между породообразующими структурными элементами (рис. 5, b). Рудные минералы – менее 1 %, чёрного цвета, мелкие (0,005 мм и менее) зёрна пирита. Акцессорные минералы – эпидот.

Опоки Таскалинского месторождения имеют светло-серую, серую окраску, со слабым желтоватым оттенком, лёгкие, пористые, некарбонатные, со следами жизнедеятельности роющих организмов, трещиноватые. Микроструктура леписферная, локально пелито-алевритовая. Микротекстура биогенная, обусловлена следами жизнедеятельности роющих организмов.

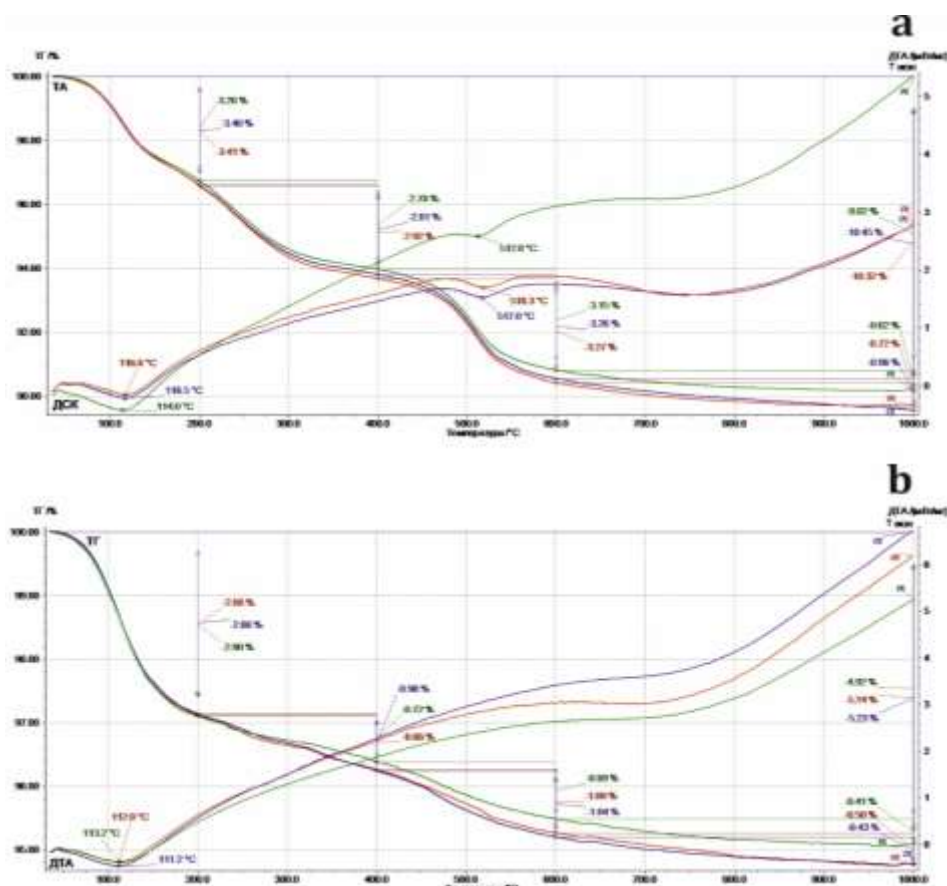


Рис. 4. Репрезентативные термограммы для диатомитов Утесайского (а) и опок Таскалинского (б) месторождений по результатам термогравиметрического анализа

Fig. 4. Representative thermograms for diatomites from the Utesai (a) and opoka from the Taskala (b) deposits according to the results of thermogravimetric analysis

Опоки состоят на 68–75 % из многочисленных микроскопических глобул опала-СТ, чешуек иллита, криптокристаллического кварца, с примесью алевритового материала в количестве 20–25 %. Частицы опала/опала-СТ имеют глобулярное строение, причём более или менее крупные глобулы, хорошо различимые под поляризационным микроскопом, имеют размеры 0,008–0,015 мм (рис. 5, с). Также были обнаружены глобулы опала/опал-кристобалита с необычным кон-

центрически-слоистым строением, размеры таких глобул составляют 0,005–0,017 мм (рис. 5, d). Алевритовый материал представлен кварцем – 19–23 %, полевыми шпатами – 1–2 %, обломками пород (микрокварцитами) – менее 1 %, слюдами (мусковит, биотит) – менее 1 %. Органогенные остатки содержатся в количестве 2–3 % от объёма породы, среди них значительно преобладают диатомовые водоросли (рис. 5, e, f), также содержатся спиккулы губок в количестве менее 1 %.

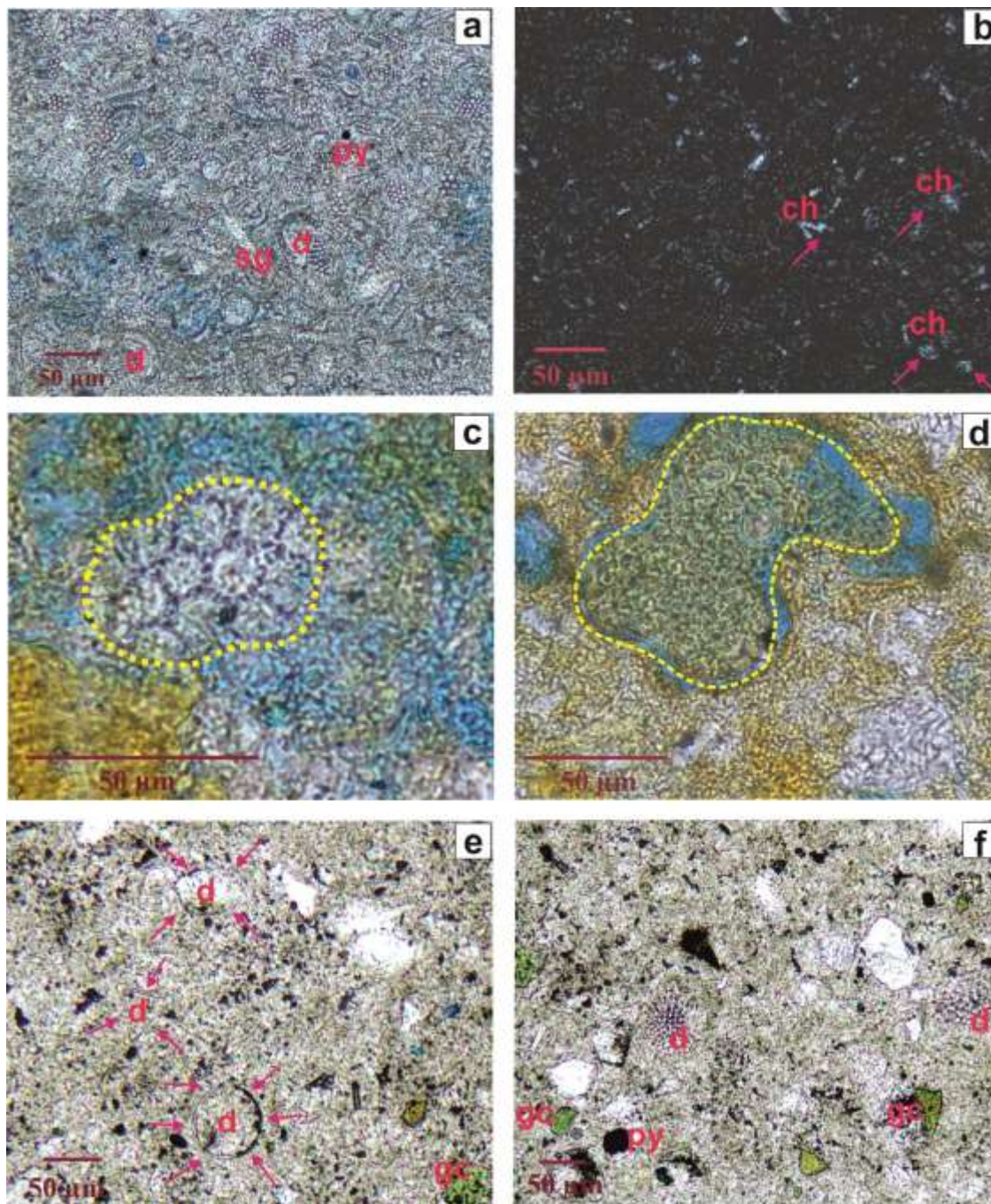


Рис. 5. Микроструктура диатомитов Утесайского месторождения (a, b) и опок Таскалинского месторождения (c–f) по данным литолого-петрографического анализа в шлифах (d – диатомеи, gc – глауконит, py – пирит, ch – халцедон); a, c–f – параллельные николи; b – скрещенные николи

Fig. 5. Microtexture of diatomites from the Utesai deposit (a, b) and opoka from the Taskala deposit (c–f) according to the data of lithologic-petrographic analysis in thin sections (d – diatoms, gc – glauconite, py – pyrite, ch – chalcedony); a, c–f are the parallel nicols; b are the crossed nicols

Часть диатомей частично или полностью замещены микроскопическими леписферами опала/опала-СТ, сохранились лишь только контуры панцирей, которые иногда частично или полностью выполнены пиритом (рис. 5, е). Заметно реже встречаются практически не изменённые панцири диатомовых водорослей, сложенных опалом (рис. 5, ф).

Для опок Таскалинского месторождения характерно присутствие в их минеральном составе глауконита, содержание которого изменяется в пределах 3–4 % от объёма породы, зёрна округлой и овальной формы, светло-зелёного и желтовато-зелёного цвета, размером от 0,024 до 0,069 мм. Акцессорные минералы – очень мелкие зёрна циркона.

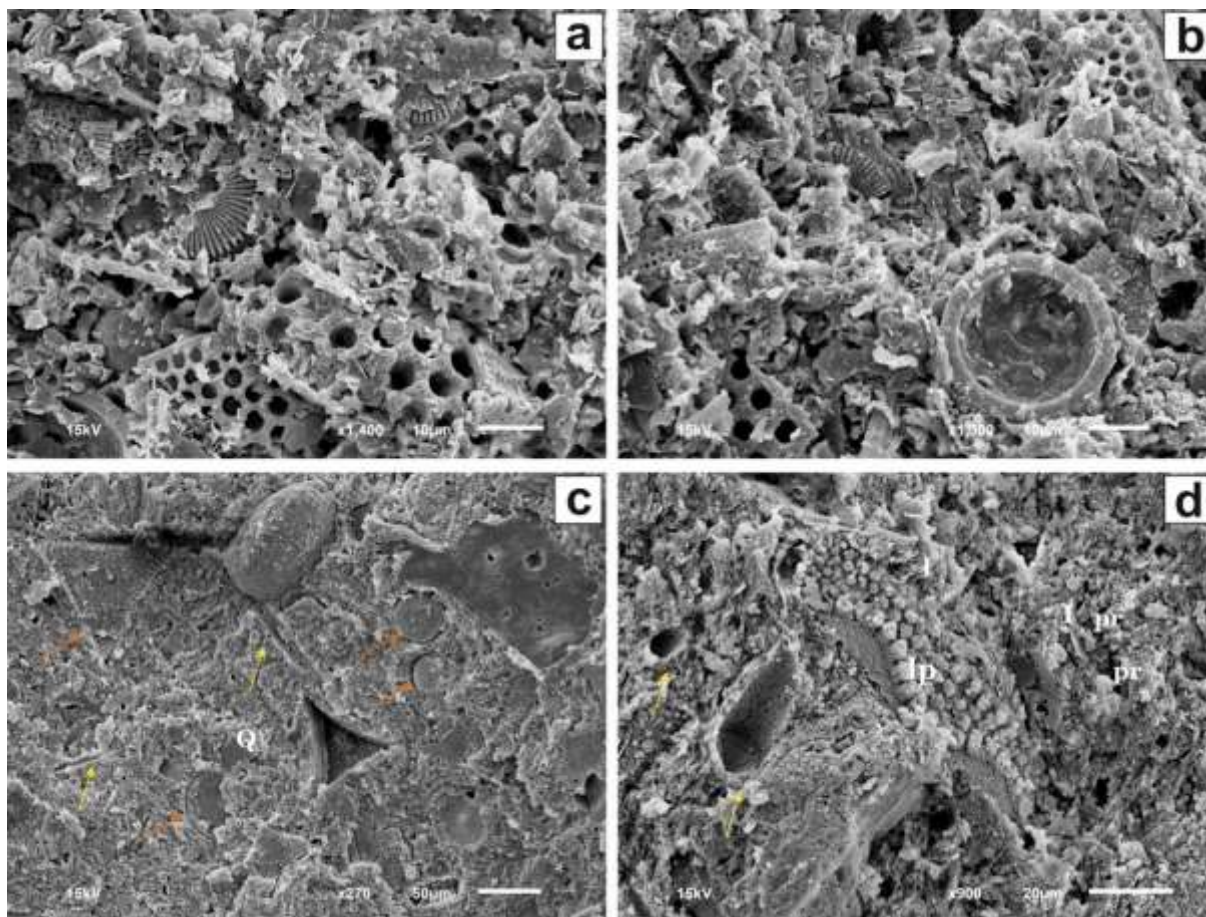


Рис. 6. Микроструктура и минеральные компоненты диатомитов (а, б) и опок (с, д) с – леписферы опал-СТ, образующие каркас опок: желтые стрелки – пустоты, оставшиеся после растворения спикул губки; оранжевые стрелки – реплики глобулярного опал-СТ по диатомовым водорослям; Q – кварц; д) I – иллит, Pr – пирит, lp – опал-СТ в виде леписфер

Fig. 6. Microstructure and mineral components of diatomites (a, b) and opoka (c, d) c – opal-CT lepispheres forming the carcase of the opoka: yellow arrows – voids left after the dissolution of sponge spicules; orange arrows – replicas of globular opal-CT on diatoms; Q – quartz; d) I – illite, Pr – pyrite, lp – opal-CT in the form of lepispheres

При исследованиях с помощью сканирующего электронного микроскопа установлено, что изученные диатомиты обладают органогенной структурой, за счет многочисленных целых и обломков панцирей диатомей (рис. 6, а). Наряду с кремниевыми биокластами хорошо диагностируемыми компонентами являются глинистые минералы, слагающие мелкие чешуйчатые и листоватые агрегаты. Устанавливаются участки концентрированного распределения глинистых минералов, т. н. зоны глинизации, – в них агрегаты глинистых минералов, очевидно, доминируют над биокластикой. Единично встречены сферолиты, размером порядка 10 мкм, предположительно, сложенные криптокристаллическим халцедоном. На его поверхности наблюдаются более мелкие чешуйки ил-

лита/каолинита, а также единичные борозды размером 2,2×0,3 мкм.

Опоки преимущественно обладают обломочно-хлопьевидно-биоморфно-тонкоглобулярной структурой с многочисленными репликами кремнистой биокластики (реликтами, которые повторяют первоначальную форму диатомовых водорослей и спикул губок), полости в которых выполнены леписферами опала-СТ с характерной ребристой оторочкой (рис. 6, с). Хлопьевидные частицы принадлежат глинистым минералам. Такие структуры по наблюдению Е.Ф. Ахлестиной и А.В. Иванова в целом считаются типичными для опок Поволжья и Зауралья [28]. Спикулы губок легко диагностируются по узким и вытянутым пустотам на поверхности породы, реплики от

диатомовых водорослей соответствуют морфологии диатомей (округлые, треугольные, бочонковидные и др.) (рис. 6, с). В опоках спикеры губок численно доминируют над остатками и репликами диатомей. В породах повсеместно прослеживаются кристаллы пирита, формирующиеся гнездообразные скопления в полостях, выполненных глобулярным кремнеземом (рис. 6, d).

Заключение

Ввиду территориальной и генетической близости целесообразно сравнение физико-химических параметров изученных пород и пород с месторождений в Зауралье в Поволжье. С минералогической точки зрения самым очевидным отличием изученных диатомитов от зауральских является существенное содержание каолинита свыше 10 %, в то время как в диатомитах Зауралья главным глинистым компонентом является смектит и смешаннослойные иллит-смектитовые образования. Подобное распределение минералов в глинистой части может указывать на большую генетическую близость с месторождениями Поволжского региона.

С минералогической точки зрения рассматриваемые горные породы являются глинистыми диатомитами и глинистыми опоками, общее содержание основных оксидов позволяет характеризовать сырье как среднего качества. Например, утесайские диатомитовые глины примерно эквиваленты по качеству диатомовым глинам Шадринского месторождения в Зауралье, спектр использования которых не слишком широк из-за высокого содержания глинистых минералов [3, 8]. Схожие теплофизические процессы свойственны для искусственных микрокремнеземов, полученных из агрегированных частиц аморфного диоксида кремния. Такие материалы подвергаются дегидратации поверхностей и поровых систем различных масштабов при температурах до 300 °С. Структурные перестройки первичных частиц микрокремнеземов и их агрегатов отмечаются в диапазоне 600–1000 °С и выражены в виде эндо- и экзотермических максимумов [29].

При прежних исследованиях рассматриваемых силицитов указывался весьма широкий диапазон использования, в том числе для производства фильтровальных материалов, сорбентов, катализаторов и др. Технологические испытания лабораторных и заводских проб диатомитов Утесайского месторождения, выполненные на ранних этапах геологического изучения территории, указывали на пригодность сырья в качестве активной минеральной добавки (до 5–7 %) при производстве белого и цветных портландцементов. Диатомит отвечает требованиям государственных стандартов по производству различных строительных материалов, таких как термолит (и на его основе термолитобетоны), кремнеситаллы, керамиче-

ская плитка на основе искусственного волластонита, легковесный силикатный строительный кирпич.

Распределение основных компонентов в составе утесайских диатомитов и таскалинских опок не накладывает ограничений на их использование в качестве исходного сырья для производства строительных и теплоизоляционных материалов, т. к. для технологических процессов варки диатомитового стекла подходят практически любые диатомиты средних и низких качеств, а состояние и чистота пористого и степень деструкции створок диатомовых водорослей не имеет значения.

Отдельно следует отметить, что в стекольную шихту при производстве стеклонити для повышения прочности будущего материала специально вносят немного глинозема. Наличие в изученных диатомитах оксида алюминия, в составе глинистых минералов, и, в частности, в каолините, позволяет получать стекло при меньших температурах, без дополнительного добавления глинозема, одновременно снижая температуру варки, объем подшихтовки и улучшая выработочные свойства. Авторам представляется, что в данном контексте высокие содержания каолинита смогут минимизировать потребность во внесении дополнительных добавок в исходное сырье, что и приоритизирует именно такое направление использования этого кремниевого сырья.

Решение об использовании для нужд производства фильтровальных и сорбирующих материалов требует дальнейших специализированных исследований. Реализация на практике технологий повышения сорбирующих и фильтровальных свойств диатомитов при кальцинировании с флюсом (прокаливании в барабанной печи при температуре выше 900 °С) для использования в фильтровальной промышленности, для фильтрации рафинированного масла, пива предъявляет требования к исходному сырью как в части высокого содержания SiO_2 (для диатомитов – 80–90 %) и малой доли примесей, так и к высокому содержанию цельных неразложившихся панцирей. При микроскопических исследованиях, очевидно, устанавливается существенная степень деструкции, невысокая сохранность диатомовых створок кремнескелетной биоты, что не позволяет уверенно рекомендовать изученные силициты к использованию для производства фильтровальных и сорбирующих материалов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда 22-77-00056. Публикация научной работы по проекту «Жас галым» на 2023–2025 гг. осуществлена за счет средств гранта (№ AP19177448). Источник финансирования: Министерство науки и высшего образования Республики Казахстан.

Авторы выражают искреннюю благодарность Евгению Короткову за ценные советы и обсуждение результатов статьи на финальном этапе подготовки рукописи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кремнистые породы СССР / под ред. У.Г. Дистанова. – Казань: Татарское книжное изд-во, 1976. – 412 с.
2. Юриш В.В. Кизельгур – незаслуженно забытое сырье // Геология и охрана недр. – 2014. – № 3 (52). – С. 41–47.
3. Types, features, and resource potential of Palaeocene–Eocene siliceous rock deposits of the West Siberian Province: a review / I.I. Nesterov, P.V. Smirnov, A.O. Konstantinov, H.-J. Gursky // International Geology Review. – 2021. – V. 63. – 504–525. URL: <https://doi.org/10.1080/00206814.2020.1719370> (дата обращения 15.01.2023).

4. Stamatakis M., Stamatakis G. The use of diatomaceous rocks of Greek origin as absorbents of olive-oil wasters // Bulletin of the Geological Society of Greece. – 2010. – V. 43. – № 5. – P. 2739–2751. URL: <https://doi.org/10.12681/bgsg.11680> (дата обращения 15.01.2023).
5. The processing and utilization of China diatomite resource and its development trend / S. Zheng, Z. Sun, Z. Hu, G. Zhang // Earth Science Frontiers. – 2014. – V. 21. – № 5. – P. 247–280. URL: <https://doi.org/10.13745/j.esf.2014.05.022> (дата обращения 15.01.2023).
6. Comparative characterization study of diatomites from different Brazilian locations and their application in dye adsorption / S.H. da Silva Filho, P. Vinaches, H.L.G. Silva, J. Villarroel-Rocha, K. Sapag, S.B.C. Pergher // SN Applied Sciences. – 2019. – V. 1. – Article 1471. URL: <https://doi.org/10.1007/s42452-019-1541-x> (дата обращения 15.01.2023).
7. Diatomaceous Earth: characterization, thermal modification, and application / A.A. Reka, B. Pavlovski, E. Fazlija, A. Berisha, M. Pacarizi, M. Daghmehchi, C. Sacalis, G. Jovanovski, P. Makreski, A. Oral // Open Chemistry. – 2021. – V. 19. – № 1. – P. 451–461. URL: <https://doi.org/10.1515/chem-2020-0049> (дата обращения 15.01.2023).
8. Smirnov P.V., Konstantinov A.O., Gursky H.J. Petrology and industrial application of main diatomite deposits in the Transaural region (Russian Federation) // Environmental Earth Sciences. – 2017. – 76. – Article number: 682. URL: <https://doi.org/10.1007/s12665-017-7037-3> (дата обращения 15.01.2023).
9. Курилова С.Н., Котляр В.Д. Безобжиговые стеновые изделия компрессионного формования на основе опок // Евразийский Союз Ученых. – 2015. – № 4 (13). – С. 116–118.
10. Исследование возможности использования кремнистой породы – опоки Западного Казахстана для получения эффективной стеновой керамики / С.А. Монтаев, С.М. Жарылгапов, А.А. Таудаева, Б.О. Есмухан // Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Строительные технологии: Сб. статей. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2019. – С. 84–90.
11. An investigation of the effects of additives and burning temperature on the properties of products based on loam / R.E. Nurlybayev, M.T. Zhuginissov, Z.O. Zhumadilova, A.A. Joldassov, Y.S. Orynbekov, A.A. Murzagulova // Applied Sciences. – 2022. – 12 (7). URL: <https://doi.org/10.3390/app12073352> (дата обращения 15.01.2023).
12. Свойства и опыт применения диоксида кремния, синтезированного из диатомита / В.П. Селяев, А.К. Осипов, П.В. Селяев, О.В. Лияскин, Е.Л. Кечуткина // Вестник Поволжского государственного технологического университета. Серия «Материалы. Конструкции. Технологии». – 2020. – № 2 (14). – С. 7–19.
13. Prospects of creating the technology of composite adsorbent for water purification based on the composition of siliceous and clay rocks of Kazakhstan / S.A. Montayev, A.S. Montayeva, N.B. Adilova, A.B. Shinguzhiyeva, N.S. Montayeva, A.T. Taskaliyev // International Journal of Mechanical Engineering and Technology. – 2018. – V. 9. – I. 1. – P. 805–813.
14. Исследования аморфно-кремнеземистых горных пород Республики Казахстан в качестве минерального сырья в формировании пористой структуры теплоизоляционного пеностекла / Б.Е. Жакипбаев, А.С. Колесников, Г.С. Кенжибаева, Н.Е. Ботабаев, А.Н. Кутжанова, Х.А. Аширбаев, Э.К. Ахметова, О.Г. Колесникова // Новые огнеупоры. – 2020. – № 2. – С. 5–9. URL: <https://doi.org/10.17073/1683-4518-2020-2-5-9> (дата обращения 15.01.2023).
15. An experimental study of the possible use of opoka as a Si source in glass production of the Turkestan region, Kazakhstan / B.Ye. Zhakipbayev, Ya.O. Alferyeva, D.A. Ksenofontov, A.R. Kotel'nikov // Moscow University Geology Bulletin. – 2021. – V. 76. – № 4. – P. 398–406. URL: <https://doi.org/10.3103/S0145875221040128> (дата обращения 15.01.2023).
16. Zhakipbaev B.E., Spiridonov Yu.A., Sigaev V.N. Use of rocks to obtain foam glass // Glass and Ceramics. – 2013. – V. 70. – № 3–4. – P. 155–157. URL: <https://doi.org/10.1007/s10717-013-9530-9> (дата обращения 15.01.2023).
17. Использование опоки Таскалинского месторождения Западно-Казахстанской области для очистки поверхностных вод / С.С. Сатаева, А.К. Абдыгалиева, Ж.Т. Ержанова, М.Б. Мамбетова, Б.Т. Салим // Современные научно-исследовательские решения в условиях технологических и цифровых новаций: материалы XLI Всероссийской научно-практической конференции. Ч. I. – Ростов-на-Дону: Изд-во Южного университета ИУБиП, 2021. – С. 122–126.
18. Дистанов У.Г., Кузнецова Т.А. Прогнозная оценка территории СССР на кремнистое сырье. Обзор. Серия 4 – Геология, методы поисков и разведки месторождений неметаллических полезных ископаемых. – М.: ВИЭМС, 1974. – 32 с.
19. Нестеров И.И., Генералов П.П., Подсосова Л.Л. Западно-Сибирская провинция кремнисто-опаловых пород // Советская геология. – 1984. – № 3. – С. 35–40.
20. Яншин А.Л. Геология Северного Приаралья. – М.: Изд-во АН СССР, 1953. – 734 с.
21. Сейсмостратиграфический анализ палеогеновых отложений северного Приаралья и северо-восточного Устюрта / М.П. Антипов, В.А. Быкадоров, Ю.А. Волож, А.Е. Шлезингер // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 10. – С. 1388–1397.
22. Орешкина Т.В., Яковлева А.И., Щербинина Е.А. Комплексный микропалеонтологический анализ эоценовых отложений восточного Прикаспия (скв. 57, Шубарская муфта, Казахстан) // Бюллетень МОИП. Отдел геологический. – 2015. – Т. 90. – Вып. 1. – С. 42–80.
23. Железко В.И. История формирования палеогеновых осадков в Западно-Сибирском бассейне // Ежегодник-97. – Екатеринбург: Институт геологии и геохимии УрО РАН, 1998. – С. 6–8.
24. Сегедин Р.А. К стратиграфии палеогеновых отложений Примугоджарья и Северо-Западной части Казахского Урала // Платформенные образования Урала. – Свердловск: УНЦ АН СССР, 1972. – С. 29–50.
25. Месторождения горнорудного сырья Казахстана. Справочник / В.В. Кулинич, А.А. Антоненко, А.В. Потеха, С.Я. Баякунова, Т.В. Гойколова. – Алматы: Министерство экологии и природных ресурсов РК, 2000. – Т. 3. – 233 с.
26. Новые свиты палеоцена и эоцена Прикаспийской впадины / В.Н. Беньямовский, Р.А. Сегедин, Т.Р. Аюпов, А.М. Сыроватко, А.А. Ромашов // Бюллетень МОИП. Отдел геологический. – 1990. – Т. 65. – Вып. 5. – С. 68–75.
27. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association International pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006 (Clays and Clay Minerals) / S. Guggenheim, J.M. Adams, D.C. Bain, F. Bergaya, M.F. Brigatti, V.A. Drits, M.L.L. Formoso, E. Galan, T. Kogure, H. Stanjek // Clays and Clay Minerals. – 2007. – V. 55. – № 6. – С. 761–772. URL: <https://doi.org/10.1346/CCMN.2006.0540610> (дата обращения 15.01.2023).
28. Ахлестина Е.Ф., Иванов А.В. Атлас кремнистых пород мела и палеогена Поволжья. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2000. – 166 с.
29. Теплоизоляционные свойства материалов на основе тонкодисперсных минеральных порошков / В.П. Селяев, А.К. Осипов, В.А. Неверов, Л.И. Куприяшкина, О.Г. Маштаев, В.В. Сидоров // Строительные материалы. – 2013. – № 1. – С. 61–64.

Поступила: 21.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 27.01.2023 г.

Информация об авторах

Смирнов П.В., кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Тюменского научного центра СО РАН.

Жакипбаев Б.Е., доктор PhD, ассоциированный профессор, постдокторант, главный научный сотрудник Южно-Казахстанского университета имени М. Ауэзова.

Староселец Д.А., лаборант-исследователь лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы Тюменского государственного университета.

Дерягина О.И., научный сотрудник лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы Тюменского государственного университета.

Баталин Г.А., научный сотрудник лаборатории геохимии, изотопного и элементного анализа Казанского федерального университета.

Гареев Б.И., научный сотрудник лаборатории геохимии, изотопного и элементного анализа Казанского федерального университета.

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

UDC 553.578; 553.575

DIATOMITES AND OPOKA FROM WESTERN KAZAKHSTAN DEPOSITS: LITHOGEOCHEMISTRY, STRUCTURAL AND TEXTURAL PARAMETERS, POTENTIAL OF USE

Pavel V. Smirnov¹,
geolog.08@mail.ru

Bibol Ye. Zhakipbayev²,
bibol.ye.zhakipbayev@mail.ru

Dmitriy A. Staroselets³,
d_star1997@mail.ru

Oksana I. Deryagina³,
deriaginaoksanaazsgc@yandex.ru

Georgii A. Batalin⁴,
g@batalin.com

Bulat I. Gareev⁴,
bulat@gareev.net

Alexey V. Vergunov³,
alexeivergunov@rambler.ru

¹ Tyumen Scientific Center of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences,
86, Malygin street, Tyumen, 625000, Russia.

² M. Auezov South Kazakhstan University,
5, Tauke Khan avenue, Shymkent, 160012, Kazakhstan.

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

⁴ Kazan Federal University,
4/5, Kremlevskaya street, Kazan, 420008, Russia.

The relevance. In recent decades, individual studies in the Republic of Kazakhstan have been aimed at expanding the potential of using rocks of large and industrial exploitation of silicite deposits for revising their physicochemical, mineralogical parameters, and assessing the prospects for expanding their use in new industries and technologies in the construction and technical industries, materials science based on deep chemical processing of mineral raw materials. The article presents new data on the chemical-mineralogical and structural parameters of diatomites from the Utesai deposit and opoka from the Taskala deposit of the Republic of Kazakhstan

The main aim: comprehensive analysis of the chemical-mineral composition and structural and textural features of rocks from two largest deposits of silicon raw materials in the Western part of Kazakhstan – the Utesai diatomite deposit and the Taskala opoka deposit.

Objects: diatomites of the Utesai deposit and opoka of the Taskala deposits in the western part of the Republic of Kazakhstan.

Methods: field research, lithological and petrographic analysis of thin sections, X-ray diffraction analysis, differential thermal analysis, scanning electron microscopy, X-ray fluorescence analysis.

Results. The studied diatomites and opoka are characterized by a high degree of homogeneity; they are represented by typical phases for silicic rocks of the region – opal-CT, clay minerals with an admixture of quartz and feldspars. From the mineralogical point of view, the most obvious difference between the studied diatomites and the Trans-Urals is the significant content of kaolinite – over 10 %, while in the diatomites of the Trans-Urals, the main clay component is smectite and mixed-layer illite-smectite formations. The rocks under consideration are clayey diatomites and clayey flasks, the total content of basic oxides allows us to characterize raw materials as medium quality, most suitable for the production of foam glass materials, and, in particular, glass fiber, in the production of which alumina is an important functional component. At the same time, the significant content of clay and other impurities does not allow us to recommend such raw materials for the production of filter and sorbing materials.

Key words:

diatomite, opoka, raw material, silicite, industrial minerals, Kazakhstan.

The research was carried out under the support of the grant of the Russian Science Foundation 22-77-00056. The authors express their sincere gratitude to Evgeniy Korotkov for valuable advice and discussion of the results of the article at the final stage of manuscript processing. The publication of scientific work on the project «Zhas Galym» for 2023–2025 was carried out at the expense of a grant (no. AP19177448). Funding source: Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan.

REFERENCES

1. Distanov U.G. *Kremnistye porody SSSR* [Siliceous rocks of USSR]. Kazan, Tatarskoe knizhnoe izdatelstvo, 1976. 412 p.
2. Yurish V.V. Kizelgur – nezasluzhenno zabytoye syrye [Kieselguhr – an undeservedly forgotten raw material]. *Geologiya i okhrana nedr*, 2014, no. 3 (52), pp. 41–47.
3. Nesterov I.I., Smirnov P.V., Konstantinov A.O., Gursky H.J. Types, features, and resource potential of Palaeocene–Eocene siliceous rock deposits of the West Siberian Province: a review. *International Geology Review*, 2021, vol. 63, pp. 504–525. Available at: <https://doi.org/10.1080/00206814.2020.1719370> (accessed 15 January 2023).
4. Stamatakis M., Stamatakis G. The use of diatomaceous rocks of Greek origin as absorbents of olive-oil wasters. *Bulletin of the Geological Society of Greece*, 2010, vol. 43, no. 5, pp. 2739–2751. Available at: <https://doi.org/10.12681/bgsg.11680> (accessed 15 January 2023).
5. Zheng S., Sun Z., Hu Z., Zhang G. The processing and utilization of China diatomite resource and its development trend. *Earth Science Frontiers*, 2014, vol. 21, no. 5, pp. 247–280. In Chinese.

- Available at: <https://doi.org/10.13745/j.esf.2014.05.022> (accessed 15 January 2023).
6. Da Silva Filho S.H., Vinaches P., Silva H.L.G., Villarroel-Rocha J., Sapag K., Pergher S.B.C. Comparative characterization study of diatomites from different Brazilian locations and their application in dye adsorption. *SN Applied Sciences*, 2019, vol. 1, article 1471. Available at: <https://doi.org/10.1007/s42452-019-1541-x> (accessed 15 January 2023).
 7. Reka A.A., Pavlovski B., Fazlija E., Berisha A., Pacarizi M., Daghmehchi M., Sacalis C., Jovanovski G., Makreski P., Oral A. Diatomaceous Earth: characterization, thermal modification, and application. *Open Chemistry*, 2021, vol. 19, no. 1, pp. 451–461. Available at: <https://doi.org/10.1515/chem-2020-0049> (accessed 15 January 2023).
 8. Smirnov P.V., Konstantinov A.O., Gursky H.J. Petrology and industrial application of main diatomite deposits in the Transuralian region (Russian Federation). *Environmental Earth Sciences*, 2017, vol. 76, article number: 682 Available at: <https://doi.org/10.1007/s12665-017-7037-3> (accessed 15 January 2023).
 9. Kurilova S.N., Kotlyar V.D. Bezobzhigovye stenovye izdeliya kompressionnogo formovaniya na osnove opok [Fireless wall products of compression molding based on flasks]. *Evrasiyskiy Soyuz Uchenykh*, 2015, no. 4 (13), pp. 116–118.
 10. Montaeve S.A., Zharylgapov S.M., Taudaeva A.A., Esmukhan B.O. Issledovanie vozmozhnosti ispolzovaniya kremnistoy porody – opoki Zapadnogo Kazakhstana dlya polucheniya effektivnoy stenovoy keramiki [Study of the possibility of using siliceous rock – flasks of Western Kazakhstan to obtain effective wall ceramics]. *Traditsii i innovatsii v stroitelstve i arkhitekture. Stroitelnye tekhnologii* [Traditions and innovations in construction and architecture. Construction technologies]. Samara, Samara State Technical University Publ., 2019, pp. 84–90.
 11. Nurlybayev R.E., Zhuginisov M.T., Zhumadilova Z.O., Joldassov A.A., Orynbekov Y.S., Murzagulova A.A. An investigation of the effects of additives and burning temperature on the properties of products based on loam. *Applied Sciences*, 2022, vol. 12 (7), 3352. Available at: <https://doi.org/10.3390/app12073352> (accessed 15 January 2023).
 12. Selyaev V.P., Osipov A.K., Selyaev P.V., Liyaskin O.V., Kechutkin E.L. Properties and application of silicon dioxide synthesized from diatomite. *Bulletin of the Volga State Technological University. Series «Materials. Constructions. Technologies»*, 2020, no. 2 (14), pp. 7–19. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.25686/2542-114X.2020.2.7> (accessed 15 January 2023).
 13. Montayev S.A., Montayeva A.S., Adilova N.B., Shinguzhiyeva A.B., Montayeva N.S., Taskaliyev A.T. Prospects of creating the technology of composite adsorbent for water purification based on the composition of siliceous and clay rocks of Kazakhstan. *International Journal of Mechanical Engineering and Technology*, 2018, vol. 9, Iss. 1, pp. 805–813.
 14. Zhakipbaev B.E., Kolesnikov A.S., Kenzhibaeva G.S., Botabaev N.E., Kutzhanova A.N., Ashirbaev H.A., Akhmetova E.K., Kolesnikova O.G. Issledovaniya amorfno-kremnezemistyykh gornykh porod Respubliki Kazakhstan v kachestve mineralnogo syrya v formirovani poristoy struktury teploizolyatsionnogo penostekla [Studies of amorphous-siliceous rocks of the Republic of Kazakhstan as mineral raw materials in the formation of the porous structure of heat-insulating foam glass]. *Novye ognepory*, 2020, no. 2, pp. 5–9. Available at: <https://doi.org/10.17073/1683-4518-2020-2-5-9> (accessed 15 January 2023).
 15. Zhakipbayev B.Ye., Alferyeva Ya.O., Ksenofontov D.A., Kotelnikov A.R. An experimental study of the possible use of opoka as a Si source in glass production of the Turkestan region, Kazakhstan. *Moscow University Geology Bulletin*, 2021, vol. 76, no. 4, pp. 398–406. Available at: <https://doi.org/10.3103/S0145875221040128> (accessed 15 January 2023).
 16. Zhakipbaev B.E., Spiridonov Yu.A., Sigaev V.N. Use of rocks to obtain foam glass. *Glass and Ceramics*, 2013, vol. 70, no. 3–4, pp. 155–157. Available at: <https://doi.org/10.1007/s10717-013-9530-9> (accessed 15 January 2023).
 17. Sataeva S.S., Abdygalieva A.K., Erzhanova Zh.T., Mambetova M.B., Salim B.T. Ispolzovanie opoki Taskalinskogo mestorozhdeniya Zapadno-Kazahstanskoy oblasti dlya oчитki poverkhnostnykh vod [The use of the flask of the Taskalinsky deposit of the West Kazakhstan region for the treatment of surface water]. *Sovremennye nauchno-issledovatel'skie resheniya v usloviyakh tekhnologicheskikh i tsifrovyykh novatsiy. Materialy XLI Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Modern research solutions in the context of technological and digital innovations. Proceedings of the XLI All-Russian Scientific and Practical Conference]. Rostov-on-Don, Southern University of IUBiP Publ. house, 2021, pp. 122–126.
 18. Distanov U.G., Kuznetsova T.A. *Prognoznaya otsenka territorii SSSR na kremnistoe syrye. Obzor* [Forecast assessment of the territory of the USSR for siliceous raw materials. Review]. Moscow, VIEMS Publ., 1974. 32 p.
 19. Nesterov I.I., Generalov P.P., Podsova L.L. Zapadno-Sibirskaya provintsiya kremnistopaloovykh porod [West Siberian province of siliceous-opal rocks]. *Sovetskaya geologiya*, 1984, no. 3, pp. 35–40.
 20. Yanshin A.L. *Geologiya Severnogo Priaralya* [Geology of the Northern Aral Sea]. Moscow, Academy of Sciences of USSR Publ., 1953. 734 p.
 21. Antipov M.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Shlezinger A.E. Seysmostratigraficheskiy analiz paleogenovykh otlozheniy severnogo Priaralya i severo-vostochnogo Ustyurta [Seismostratigraphic analysis of Paleogene deposits in the northern Aral Sea region and northeastern Ustyurt]. *Geologiya i geofizika*, 2011, vol. 52, no. 10, pp. 1388–1397.
 22. Oreshkina T.V., Yakovleva A.I., Shcherbinina E.A. Kompleksny mikropaleontologicheskiy analiz eotsenovykh otlozheniy vostochnogo Prikaspiya (skv. 57, Shubarsayskaya mulda, Kazakhstan) [Comprehensive micropaleontological analysis of the Eocene deposits of the eastern Caspian region (borehole 57, Shubarsai trough, Kazakhstan)]. *Byulleten MOIP. Otdel geologicheskii*, 2015, vol. 90, no. 1, pp. 42–80.
 23. Zhelezko V.I. Istoriya formirovaniya paleogenovykh osadkov v Zapadno-Sibirskom bassejne [History of the formation of paleogene sediments in the West Siberian basin]. *Yezhegodnik-97*. Ekaterinburg, Institute of Geology and geochemistry UB RAS Publ., 1998, pp. 6–8.
 24. Segedin R.A. K stratigrafii paleogenovykh otlozheniy Primugodzharya i Severo-Zapadnoy chasti Kazakhskogo Urala [To the stratigraphy of the Paleogene deposits of the Primugodzharye and the North-Western part of the Kazakh Urals]. *Platformennye obrazovaniya Urala* [Platform formations of the Urals]. Sverdlovsk, Ural Scientific Center of Academy of Sciences of USSR Publ., 1972, pp. 29–50.
 25. Kulinich V.V., Antonenko A.A., Potekha A.V., Bayakunova S.Ya., Goykoleva T.V. *Mestorozhdeniya gornorudnogo syrya Kazakhstana. Spravochnik* [Deposits of mining raw materials in Kazakhstan. Directory]. Almaty, Ministerstvo ekologii i prirodnnykh resursov RK Publ., 2000. Vol. 3, 233 p.
 26. Benyamovskiy V.N., Segedin R.A., Akopov T.R., Syrovatko A.M., Romashov A.A. Novye svity paleotsena i eotsena Prikaspiyskoy vpadiny [New formations of the Paleocene and Eocene of the Caspian Depression]. *Byulleten MOIP. Otdel geologicheskii*, 1990, vol. 65, Iss. 5, pp. 68–75.
 27. Guggenheim S., Adams J.M., Bain D.C., Bergaya F., Brigatti M.F., Drits V.A., Formoso M.L.L., Galan E., Kogure T., Stanjek H. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association International pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006 (Clays and Clay Minerals). *Clays and Clay Minerals*, 2007, vol. 55, no. 6, pp. 761–772. Available at: <https://doi.org/10.1346/CCMN.2006.0540610> (accessed 15 January 2023).
 28. Akhlestina E.F., Ivanov A.V. *Atlas kremnistyykh porod mela i paleogena Povolzhya* [Atlas of siliceous rocks of the Cretaceous and Paleogene of the Volga region]. Saratov, State University Center «College» Publ. House, 2000. 166 p.
 29. Selyaev V.P., Osipov A.K., Neverov V.A., Kupriyashkina L.I., Mashtaev O.G., Sidorov V.V. Teploizolyatsionnye svoystva materialov na osnove tonkodispersnykh mineralnykh poroshkov [Insulating properties of materials on the basis of fine mineral powders]. *Stroitelnye materialy*, 2013, no. 1, pp. 61–64.

Received: 21 January 2023.

Reviewed: 27 January 2023.

Information about the authors

Pavel V. Smirnov, Cand. Sc., head of Laboratory of Sedimentology and Paleobiosphere Evolution, University of Tyumen.

Bibol Ye. Zhakipbayev, PhD Dr., associate professor, postdoctoral fellow, chief researcher, M. Auezov South Kazakhstan University.

Dmitriy A. Staroselets, postgraduate student, researcher, University of Tyumen.

Oksana I. Deryagina, scientific researcher, University of Tyumen.

Georgii A. Batalin, scientific researcher, Kazan Federal University.

Bulat I. Gareev, scientific researcher, Kazan Federal University.

Alexey V. Vergunov, Cand. Sc., chief researcher, University of Tyumen.

УДК 556.332.52

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЙ УРОВНЕЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ИРТЫШ-ОБСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАССЕЙНА

Балобаненко Андрей Александрович¹,
baa@sfo.geomonitoring.ru

Васильев Денис Иванович²,
vaslev_h@mail.ru

Дутова Екатерина Матвеевна³,
dutova@tpu.ru

Кузеванов Константин Иванович³,
kki@tpu.ru

¹ Филиал «Сибирский региональный центр государственного мониторинга состояния недр», «Гидроспецгеология», Россия, 634050, г. Томск, ул. Никитина, 99.

² Национальный исследовательский Томский государственный университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

³ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Задачи исследования уровня режима подземных вод тесно связаны с необходимостью прогноза их ресурсов под влиянием как естественных, так и искусственных факторов для разработки научных основ рационального использования водных ресурсов и эффективного управления режимом подземных вод на исследуемой территории.

Цель: изучение изменения уровня режима подземных вод хозяйственно-питьевого назначения четвертичных отложений юга Западно-Сибирского артезианского бассейна на основе результатов многолетних режимных наблюдений.

Объекты: подземные воды Иртыш-Обского артезианского бассейна II порядка, юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна I порядка, наиболее активно вовлекаемые в сферу антропогенной деятельности. Территория исследования приурочена к провинции с устойчивым сезонным промерзанием зоны аэрации, где основное питание грунтовых вод осуществляется в весенний период за счет снеготаяния.

Методы. Методика ведения наблюдений за уровнями подземных вод определялась нормативными документами бывшего Министерства геологии СССР, а затем Министерства природных ресурсов РФ, в данной работе приведена статистическая обработка временных рядов наблюдений за уровнями подземных вод и сопоставление полученных результатов с данными о водном режиме поверхностных водотоков и климатическими характеристиками района исследования.

Результаты. Выявлено ведущее влияние климатических условий на основные закономерности естественного гидродинамического режима подземных вод. Показана различная степень интенсивности влияния внешних факторов, выраженная амплитудой хода уровня подземных вод, в зависимости от типа их режима и степени увлажнения территории. Влияние естественных факторов на режим подземных вод ослабевает по мере удаления от дренирующих границ и с увеличением глубины залегания водовмещающих отложений.

Ключевые слова:

Подземные воды, четвертичные отложения, Иртыш-Обский артезианский бассейн, типы режима, сезонные и многолетние изменения.

Введение

Изучение уровня режима подземных вод имеет важное значение и играет заметную роль в комплексе гидрогеологических исследований, осуществляемых для решения различных теоретических и прикладных задач.

Особенно актуальны вопросы изучения режима подземных вод для регионов, где водоснабжение в большинстве населенных пунктов практически полностью базируется на использовании подземных вод. К настоящему времени такая ситуация сложилась и на юге Сибирского региона.

В практическом плане характеристика режима подземных вод является неотъемлемой частью гидрогеологических работ по подсчёту запасов подземных вод. При этом требуется показать особенности сезонных колебаний уров-

ня за несколько лет, предшествующих геологоразведочным работам на подземные воды. В этом отношении региональные работы по изучению режима подземных вод являются важной составляющей, дополняющей результаты локального мониторинга, глубина наблюдений которого ограничена текущими сроками эксплуатации конкретного водозабора и не охватывает многолетнего периода.

С учётом продолжительности амортизационного срока эксплуатации водозаборов, исчисляемого тремя десятилетиями, немаловажной проблемой является оценка многолетних тенденций изменения запасов подземных вод. Динамика запасов теснейшим образом связана с ходом уровней подземных вод и определяет необходимость применения научно обоснованных подходов к прогнозу изменения гидрогеологических условий на основе изучения режима подземных вод.

В настоящей работе приведены результаты обработки данных режимных наблюдений, накопленные за многолетний период, которые позволяют показать важнейшие закономерности пространственно-временного изменения состояния подземных вод, имеющие теоретическую значимость с позиций оценки степени влияния внешних факторов на формирование уровня режима и практическую ценность для характеристики основных типов режима подземных вод.

В основу работы положены данные режимных наблюдений, полученные с середины 1960-х по 1995 гг. сотрудниками Томской геологоразведочной экспедицией (ТГРЭ), а с 1996 по 2022 гг. работниками предприятия ООО «Томскгеомониторинг» по режимным скважинам государственной опорной наблюдательной сети в рамках ведения мониторинга геологической среды на территории СФО.

К настоящему времени по действующей наблюдательной сети, включающей более трёхсот специализированных наблюдательных пунктов, накоплены временные ряды наблюдений, охватывающие около 130 тысяч частных значений замеров уровней подземных вод.

Выбор пунктов наблюдений для последующего анализа осуществлялся исходя из продолжительности рядов, наличия в них пропусков данных, отсутствия явно выраженного антропогенного воздействия на подземные воды и с учетом полноты охвата наиболее распространенных на рассматриваемой территории водоносных отложений четвертичного возраста.

Для предварительного анализа имеющегося материала разработана и использована специализированная база данных, позволяющая оперативно просматривать данные мониторинга как за весь период многолетних наблюдений, так и за отдельно выбранный год. Оперативная визуализация доступна не только для всего массива наблюдательных пунктов, но и для каждой наблюдательной скважины по выбору её номера из общего списка.

Исследованиям по режиму подземных вод посвящено большое количество публикаций. Еще советские ученые, такие как Г.Н. Каменский [1], О.К. Ланге [2], М.Е. Альтовский [3], П.А. Киселев [4], А.В. Лебедев [5], В.С. Ковалевский [6] и другие, внесли огромный вклад в изучение режима, баланса, зональности и закономерности режима подземных вод.

Современные гидрогеологи в своих работах уделяют достаточно внимания методическим вопросам, обработке материалов с использованием цифровых технологий, в том числе приемам прогнозирования на основе технологий численного моделирования. Известны результаты исследования режима подземных вод в условиях различных типов горно-складчатых и артезианских гидрогеологических структур, выполненные в разное время С.О. Гриневским [7, 8], Е.М. Гусевым [9], О.Н. Насоновой [9] и другими. Показаны приемы прогнозирования и взаимосвязи изменения климата и ряда характеристик подземных вод. Климатические изменения на территории России изучались Ю.П. Переведенцевым [10].

Режим подземных вод главным образом в естественных, а иногда нарушенных условиях для южных

территорий объекта исследований (в границах Томской области) достаточно продолжительно и детально изучался и изучается по ныне Томскими учеными: Ю.В. Макушиным [11], В.А. Лыготиным [12], О.Г. Савичевым [11, 12], А.А. Балобаненко [13–15], Е.М. Дутовой, К.К. Кузевановым и К.И. Кузевановым [16, 17], В.А. Зуевым [18] и многими другими.

Не оставляют без внимания исследование режима подземных вод и иностранные ученые. Изучению связи подземных вод с климатическими особенностями посвящены работы иностранных ученых: A.I. Shiklomanov, R.B. Lammers, D.P. Lettenmaier [19–21], A.C. Amanambu, O.A. Obarein, J. Mossa, R. Barthel, S. Banzhaf, D. Yang, F. Sun [22–26]. Связь поверхностных вод крупных рек и водоносных горизонтов описывали в своих работах D. Li, M. Pan [27], K. Kubiak-Wójcicka [28], L. Li, J. Ni, F. Chang, Y. Yue [29]. Глобальные закономерности и динамика воздействия климата на грунтовые воды изучались A.C., Amanambu O.A. Obarein, J. Mossa [30], M.O. Cuthbert, T. Gleeson и др [31, 32].

Настоящая работа является продолжением исследований в данном направлении. Её цель заключается в анализе многолетнего режима подземных вод четвертичных отложений для оценки характера и тенденций сезонных изменений на территории юго-восточной части Иртыш-Обского артезианского бассейна.

Характеристика объекта исследования

Объект исследования данной работы – подземные воды четвертичных отложений, которые приурочены к верхнему гидрогеологическому этажу, являющемуся зоной интенсивного водообмена в пределах Иртыш-Обского артезианского бассейна II порядка, юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна I порядка (рис. 1).

Прежде всего основные закономерности формирования подземных вод четвертичных отложений определяют ландшафтно-климатические факторы (рис. 2), дренирующее воздействие местной эрозионной и речной сети и литофациальные особенности водоносных отложений.

Южная часть Западно-Сибирской низменности характеризуется ярко выраженным континентальным климатом с продолжительной холодной зимой и коротким сравнительно жарким летом. Климат формируется под влиянием атлантических циклонов, приносящих влагу, и обширных континентальных пространств, обеспечивающих высокую повторяемость антициклональной погоды, интенсивную трансформацию воздушных масс в летние и зимние сезоны года.

В границах исследуемой территории выражена широтная зональность в распределении атмосферных осадков и тепловых потоков. Среднегодовая температура воздуха по данным многолетних наблюдений изменяется в пределах от $-3,1^{\circ}\text{C}$ на севере (Александровское) до $2,5^{\circ}\text{C}$ (Змеиногорск), что находит отражение в ландшафтно-климатическом районировании территории (рис. 2). Годовая сумма атмосферных осадков изменяется от 650 мм в зоне тайги до 500 мм в лесной зоне и уменьшается до 350–400 мм в зоне степей. Максимальная интенсивность осадков отме-

чается на Алтае (до 900 мм/год), а минимум приходится на территории Прииртышья.

Распределение годового количества осадков по сезонам не испытывает заметных колебаний. Максимальное количество атмосферной влаги выпадает с мая по октябрь, что достигает 70–75 % от годовой суммы. На холодный период, с ноября по март, приходится лишь 25–30 % годового количества осадков.

Северная часть территории относится к зоне с достаточным увлажнением (до 650 мм), центральная характеризуется умеренным увлажнением (от 350–400 до 500 мм), а южная относится к засушливой зоне с недостаточным увлажнением (<350 мм).

Интенсивность атмосферных осадков определяет величину питания подземных вод, поэтому величина подземного стока имеет черты ярко выраженной широтной зональности. В особенности это характерно для крайней южной части бассейна, где питание подземных вод определяет соотношение суммы осадков и величины возможного суммарного испарения.

Территория исследования приурочена к провинции с устойчивым сезонным промерзанием зоны аэрации. Здесь основное питание грунтовых вод осуществляется в весенний период за счет снеготаяния.



Рис. 1. Схема района исследования

Fig. 1. Scheme of the study area

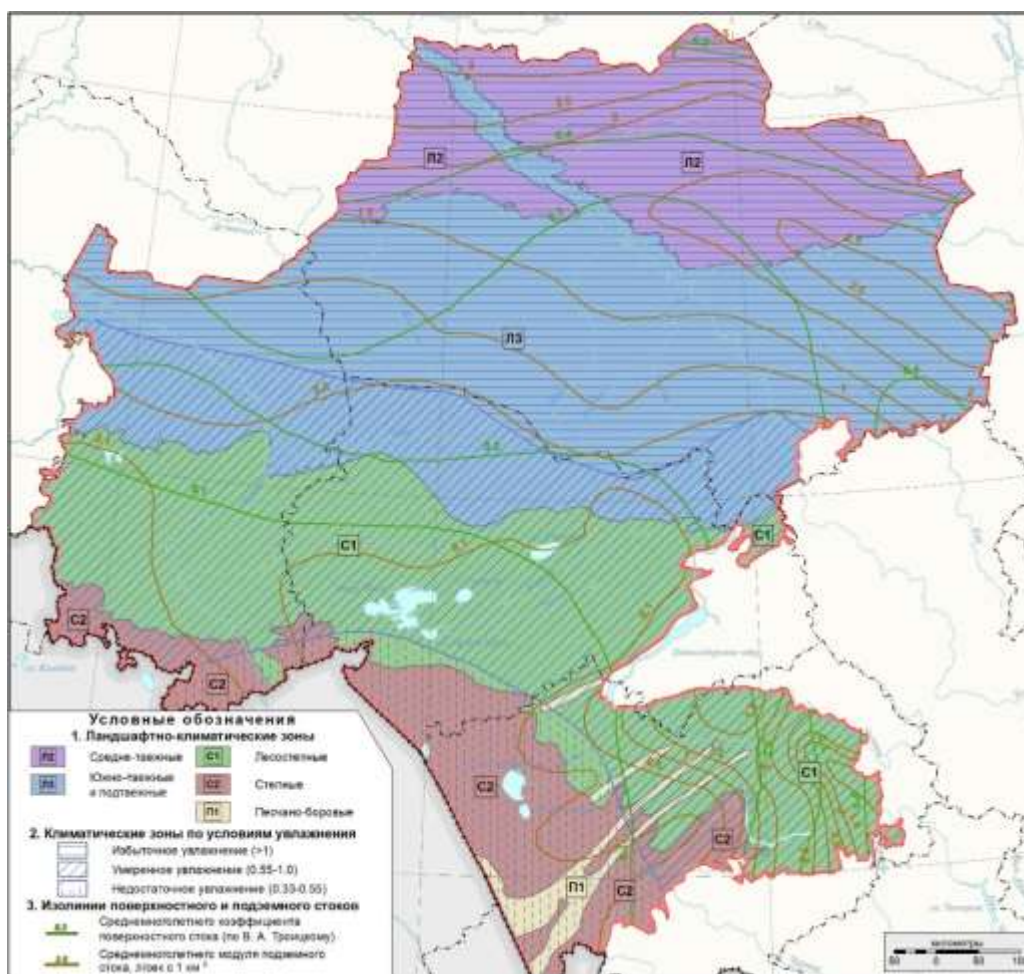


Рис. 2. Ландшафтно-климатическое районирование территории

Fig. 2. Landscape and climatic zoning of the territory

На приподнятых участках междуречных пространств благодаря инфильтрации атмосферных осадков в большей степени происходит питание подземных вод верхней части гидрогеологического разреза. В частности, это свойственно для правобережья р. Оби с характерным песчаным разрезом, приподнятостью территории, отсутствием выдержанных в пространстве водоупоров. Зона недостаточного и умеренного увлажнения, расположенная на юге территории бассейна, характеризуется питанием подземных вод, преимущественно при таянии снега в весенний период и меньше – во время выпадения интенсивных дождей осеннего периода. Поднятие уровня подземных вод при повышении уровня поверхностных вод говорит о том, что поверхностные воды рек во время весеннего паводка в долинах и в придолинных частях рек дополнительно питают подземные воды. В местных понижениях рельефа и по долинам рек происходит дренирование первых от поверхности водоносных горизонтов.

Гидрографическая сеть, относящаяся к бассейну Карского моря, наиболее развита в зоне тайги и лесной зоне. Мелкая густая речная сеть характерна для лесостепи. Основными водными артериями являются рр. Обь (река I-го порядка), Иртыш, Томь, Чулым, Васюган, Парабель, Тым, Кеть, Шегарка, Омь, Парбиг, Бия, Катунь (реки II-го порядка) и более 1900 их притоков длиной более 50 км.

По характеру питания и водному режиму реки подразделяются на степные, таежные и тундровые с преобладанием снегового типа питания.

Речная сеть таежной зоны и лесной зоны характеризуется сильной извилистостью и малыми уклонами (до 10 см на 1 км), и слабо выраженными в рельефе водоразделами. Густота гидрографической сети составляет 0,34–0,45 км/км². Основным источником питания рек являются зимние осадки. Большинство рек, на которых в весенний период происходит затопление поймы на севере, относится к таёжному типу. На территории водосборных бассейнов повсеместно распространены болота.

В лесостепной зоне гидрографическая сеть представлена транзитными участками крупных рек или маловодными и мелкими реками. Густота речной сети составляет 0,1–0,2 км/км². На междуречье рр. Оби и Иртыша располагаются области замкнутого стока, внутри которых речная сеть развита очень слабо, многие реки теряют сток и пересыхают. Здесь широко развита сеть искусственных, в основном мелких, водохранилищ. Исключением является Новосибирское водохранилище с площадью водной поверхности 1082 км². Реки Приобской лесостепи имеют равнинный характер, течение их спокойное, поймы их широкие, часто заболочены.

Гидрографическая сеть степной части исследуемой территории характеризуется наличием преимущественно временных водотоков, имеющих сток только в период весеннего снеготаяния. Густота сети в среднем менее 0,1 км/км². Рек с постоянным стоком мало. В пределах значительной части степной зоны района исследований водотоки почти отсутствуют. Большинство рек заканчивают свое течение в круп-

ных водоемах или в заболоченных понижениях и мелких степных озерах. Руслу рек мелкие, сильно извилистые, заросшие.

В строении Западно-Сибирского артезианского бассейна выделяются два структурных яруса. Нижний – складчатый палеозойский фундамент с распространенными, в основном в зоне древнего выветривания и тектонических разломов, напорными трещинными и трещинно-жильными водами. Верхний – эпипалеозойский чехол, содержащий напорные, преимущественно, и безнапорные пластово-поровые воды в рыхлых слабоуплотненных осадках кайнозоя и мезозоя. Подземные воды фундамента, залегающего на больших глубинах, не представляют практического интереса для широкого хозяйственного использования.

В разрезе Западно-Сибирского артезианского бассейна пластовых вод выделяется региональный водоупор верхнемел-палеогенового возраста мощностью до 400–800 м, разделяющий водоносную мезозойско-кайнозойскую толщу на два гидрогеологических этажа с резко различными условиями формирования подземных вод. В краевой зоне бассейна, в восточной-юго-восточной части рассматриваемой площади региональный водоупор выклинивается и отложения представляют здесь единую водоносную толщу.

Условия формирования подземных вод ЗСАБ своеобразные и довольно сложные. В региональном плане территория ЗСАБ относится к зоне активного водообмена и транзита подземных вод в более глубокие части бассейна в северо-западном направлении.

Верхняя гидродинамическая зона (этаж) интенсивного водообмена охватывает водоносные комплексы, подземный сток которых формируется под дренирующим воздействием местной эрозионной и речной сети.

Характер распределения интенсивности подземного стока зоны интенсивного водообмена в целом определяется климатическими особенностями, геоморфологическими условиями, литолого-фаціальным строением водовмещающих толщ и структурно-гидрогеологическими условиями.

Климат придает распределению величин подземного стока черты ярко выраженной широтной зональности, т. к. величина питания подземных вод определяется количеством атмосферных осадков, особенно в крайней южной части бассейна, где возможность питания подземных вод определяется соотношением суммы осадков и величины возможного суммарного испарения.

Зональность распределения интенсивности подземного стока проявляется наиболее четко при переходе от зоны недостаточного увлажнения к зонам умеренного и избыточного увлажнения. В зоне недостаточного увлажнения характерно уменьшение величины подземного стока, что связано с сокращением количества осадков и уменьшением степени эрозионной расчлененности рельефа.

Водоносные горизонты четвертичных отложений по степени водообильности разделяют на две группы: относящиеся к участкам водораздельных равнин и к долинам рек Оби, Иртыша и их крупных притоков. Неоднородность литологического состава и различная

степень глинистости водовмещающих пород влияет на изменение водообильности отложений, которые распространены в пределах водораздельных равнин. С понижением уровня на 1–5 м происходит изменение удельных дебитов скважин от сотых и десятых долей л/с до 1,8 л/с. Высокая и неоднородная водообильность характерна для водоносных горизонтов аллювиальных отложений долин рек. Удельные дебиты скважин изменяются от десятых долей л/с до 3–4 л/с и более.

Подземные воды четвертичных отложений артезианского бассейна играют значительную роль в развитии региона. Для децентрализованного водоснабжения мелких потребителей используют водоносные горизонты неглубокого залегания, для организации центрального водоснабжения населенных пунктов предпочтение отдается подземным водам высоко водообильных террасовых отложений.

Характеристика фактического материала и методики исследования

Исходной информацией для проведения исследований послужили данные, полученные с середины 1960-х по 1995 гт. Томской геологоразведочной экспедицией (ТГРЭ), а с 1996 по 2022 гт. – предприятием ООО «Томскгеомониторинг» (Филиал «Сибирский региональный центр ГМСН» ФГБУ «Гидроспецгеология» в настоящее время) на режимных скважинах государствен-

ной опорной наблюдательной сети в рамках ведения мониторинга геологической среды на территории СФО. Выбор пунктов наблюдений осуществлялся исходя из однородности и продолжительности рядов данных, наличия в них пропусков, отсутствия явно выраженного антропогенного воздействия на подземные воды. В первую очередь обращалось внимание на уровенный режим наиболее распространенных на рассматриваемой территории водоносных отложений четвертичного возраста.

Методика ведения наблюдений за уровнями подземных вод в течение всего периода принципиально не менялась. Обработка данных многолетних наблюдений включала расчет средних, минимальных и максимальных значений положения уровней в многолетнем плане, по годам и сезонам года; визуальный и статистический анализ полученных рядов данных.

Полученные результаты сопоставлялись с данными о водном режиме рек и климатических характеристиках, в той или иной мере связанных с исследуемыми подземными водами.

Сеть режимных гидрогеологических скважин на подземные воды четвертичных отложений в границах изучаемой территории представлена 305-ю наблюдательными пунктами (56 действующих). Они приурочены к различным ландшафтно-климатическим зонам и типам режима подземных вод (рис. 3).

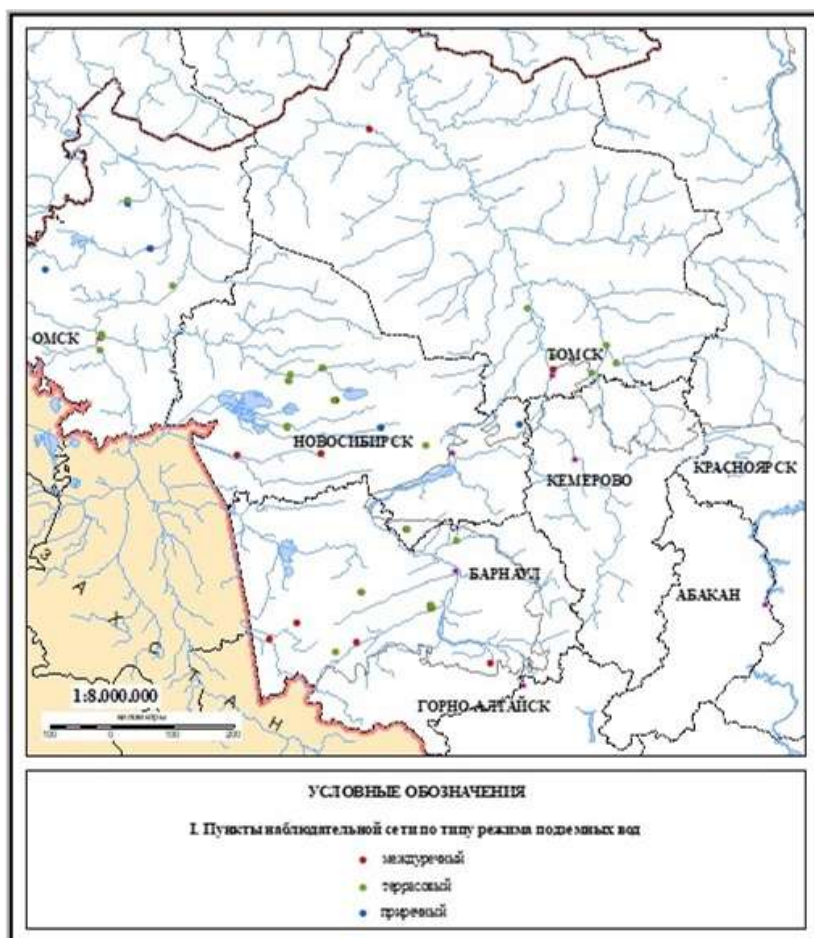


Рис. 3. Карта расположения действующих наблюдательных пунктов

Fig. 3. Map of the location of active observation posts

За многолетний период наблюдений накоплен обширный фактический материал, представляющий собой

базу данных о замерах уровней подземных вод в наблюдательных пунктах (около 130 тысяч замеров) (таблица).

Таблица. Особенности гидродинамического режима подземных вод изучаемой территории

Table. Features of the hydrodynamic regime of groundwater in the study area

Тип режима Mode type	Кол-во ПН Number of OP	Кол-во замеров Number of measurements	Период наблюдения Observation period	Глубина до уровня подзем- ных вод, м Depth to groundwater level, m	Амплитуда колеба- ния уровней, м Level fluctuation amplitude, m
				мин-макс/min-max сред./avg.	
Приречный режим Riverside mode	135	51190	1978–2022	3,73–5,08 4,43	0,6–2,51
Террасовый режим Terrace mode	100	42041	1966–2022	6,57–19,09 12,02	0,23–2,7
Междуречный режим Interfluvial mode	70	36698	1964–2022	3,59–41,18 16,01	0,31–2,45

Результаты исследования и их обсуждение

Естественный режим подземных вод характеризуется соотношением многолетней и внутригодовой амплитуды распределения уровней, синхронностью воздействия климатических и гидрологических факторов, зависимостью амплитуды хода уровней от мощности зоны аэрации для грунтовых вод и глубины залегания для напорных водоносных горизонтов.

Режим подземных вод отложений четвертичного возраста в наибольшей степени зависит от влияния климатических и гидрологических факторов. Максимальная вариативность уровней подземных вод находит отражение в приречном типе режима. Анализ многолетней изменчивости хода уровней подземных вод по данным режимных наблюдений показывает, что приречный тип режима наиболее ярко проявляется на участках развития водоносных горизонтов, приуроченных к пойменным отложениям рек Оби, Иртыша и их наиболее крупных притоков.

Характерные особенности хода уровней подземных вод для основных типов их гидродинамического режима в условиях различной степени увлажнения территории показаны в таблице.

В условиях приречного типа режима грунтовые воды испытывают влияние гидрологического режима постоянно действующих поверхностных водотоков, что опосредованно отражает выраженное влияние атмосферных осадков и интенсивности инфильтрационного питания на территории водосборного бассейна. Это подтверждается графиками режимных наблюдений на ключевых участках, имеющих гидрогеологические скважины с наиболее полными рядами наблюдений (таблица, рис. 4).

В годовом изменении уровней подземных вод отчетливо прослеживается весенне-летний пик, обусловленный половодьем и осенне-зимний минимум, отвечающий периоду затухания инфильтрационного питания.

Подъем уровня подземных вод формируется не только за счёт непосредственного влияния роста уровня поверхностных вод, гидравлически связанных с водоносными горизонтами во время паводка, но и под влиянием прекращения разгрузки подземных вод за счёт развития явления подпора. Такие процессы сопровождаются сокращением интенсивности раз-

грузки подземных вод (вплоть до её полного прекращения) в результате берегового регулирования запасов грунтовых вод при временной инверсии направления фильтрационных потоков от русла в сторону междуречных массивов.

Весенний максимум уровня подземных вод резко превышает амплитуду более мелких пиков летне-весеннего периода, связанных с инфильтрацией атмосферных осадков в течение сезона положительных температур атмосферного воздуха.

Террасовый тип режима подземных вод проявляется в пространствах развития надпойменных террас (и в толще подстилающих отложений четвертичного возраста при отсутствии разделяющих водоупоров) рек Оби, Иртыша и их наиболее крупных притоков.

В условиях террасового типа режима подземных вод ослабевает гидродинамическая связь с поверхностными водотоками. В приходной части водного баланса, наряду с инфильтрацией атмосферных осадков, возрастает роль бокового притока со стороны прилегающих склонов и междуречных пространств. Внутригодовая динамика хода уровней подземных вод имеет характер, сходный с особенностями приречного режима, но отличается меньшей амплитудой пиков во время половодья и плавным переходом в осенне-зимнюю межень.

Междуречный тип режима подземных вод характерен для водораздельных пространств. На этих участках в питании подземных вод возрастает роль инфильтрации атмосферных осадков, интенсивность которых зависит от мощности и литологического состава пород зоны аэрации.

В зависимости от глубины залегания подземных вод междуречный тип режима можно подразделить на две разновидности, отличающиеся условиями питания подземных вод и расходом их запасов на испарение.

Первая разновидность междуречного режима характеризуется глубоким залеганием уровня подземных вод, слабой связью (или полным отсутствием связи) с поверхностью, что обусловлено наличием в разрезе прослоев суглинков и глин.

Мощность зоны аэрации здесь превышает 4 м. Амплитуда внутригодового колебания уровней подземных вод невелика, а наблюдаемые пики имеют сглаженную форму. Такой вид графиков режимных наблюдений

обусловлен затруднённым характером инфильтрационного питания, преодолевающего относительно мощную

зону аэрации, которая сглаживает неравномерность вертикального инфильтрационного потока.

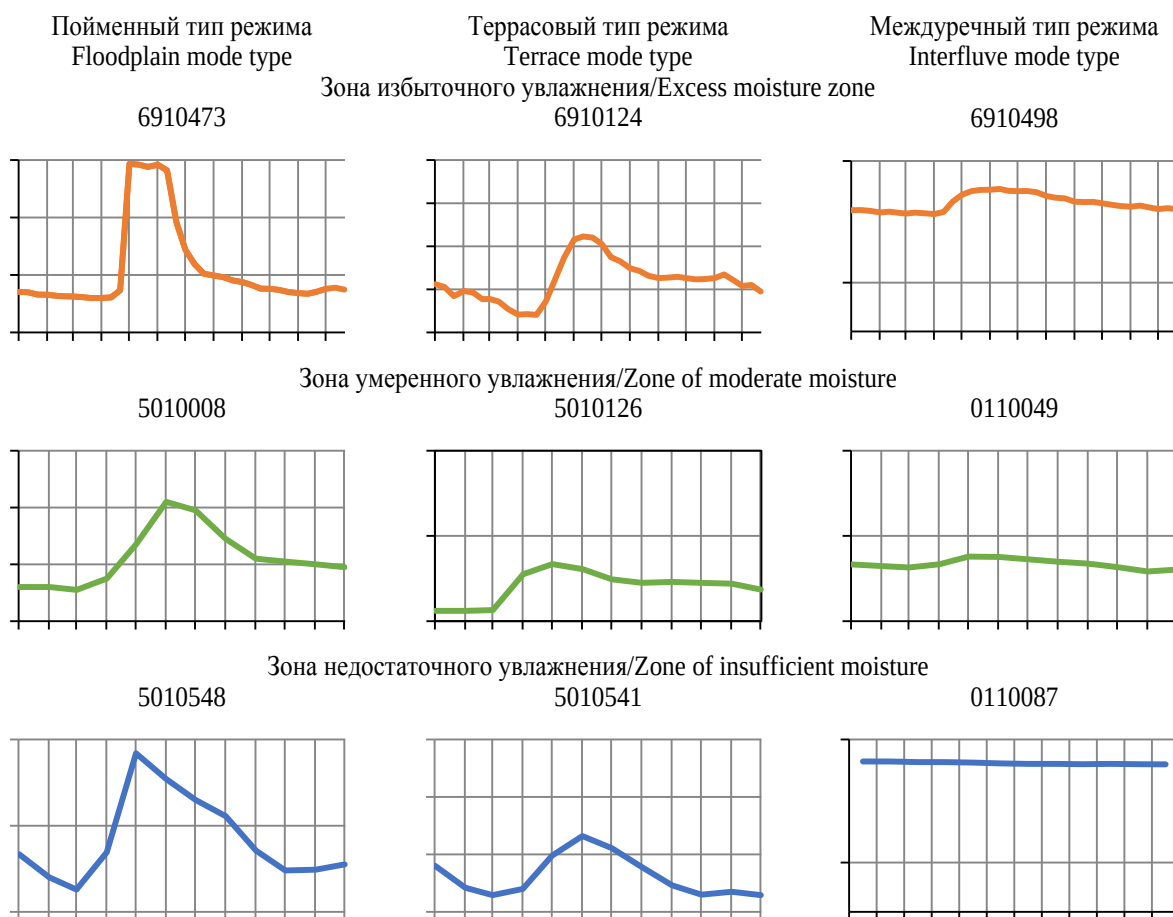


Рис. 4. Типовые графики уровней подземных вод в годовом цикле по типам режима и в зависимости от степени питания подземных вод

Fig. 4. Typical graphs of groundwater levels in the annual cycle by mode types and depending on the degree of groundwater recharge

Вторая разновидность междуречного режима характеризуется неглубоким залеганием подземных вод и более тесной связью с поверхностью, что облегчает питание грунтовых вод за счёт поступления инфильтрации атмосферных осадков. Это отражается наличием выраженных пиков на графиках внутригодового колебания уровней, синхронизированных с периодами выпадения атмосферных осадков.

Все выделенные типы режима подземных вод четвертичных отложений имеют общую тенденцию некоторого роста уровней за многолетний период наблюдений, которая отчётливо прослеживается по средним, максимальным и минимальным значениям (рис. 5).

Наиболее отчётливо тенденция роста уровней подземных вод проявляется в пределах междуречных пространств. Здесь наиболее активно проявляется влияние климатического фактора на режим подземных вод. На этих участках влияние многолетних изменений климатического фактора на режим подземных вод является наиболее выраженным. Другой осо-

бенностью режима является большой разброс частных значений уровней подземных вод на участках водоразделов как в летний сезон, так и в период осенних минимумов (рис. 6).

Заключение

На основе обобщения данных многолетних режимных наблюдений за период с 1990 по 2022 гг. рассмотрены особенности изменения уровней подземных вод четвертичных отложений. Показано, что особенностью уровня режима является тесная связь с климатическими факторами и их многолетней изменчивостью. Установлено, что минимальная многолетняя изменчивость уровней подземных вод приходится на зимний сезон, а максимальная характерна для осеннего периода. Выявлен тренд устойчивого роста среднегодовых положений уровней подземных вод. Отмеченная тенденция не противоречит результатам исследований климатических изменений территории России Ю.П. Переведенцева [26] в конце XX и начале XXI вв.

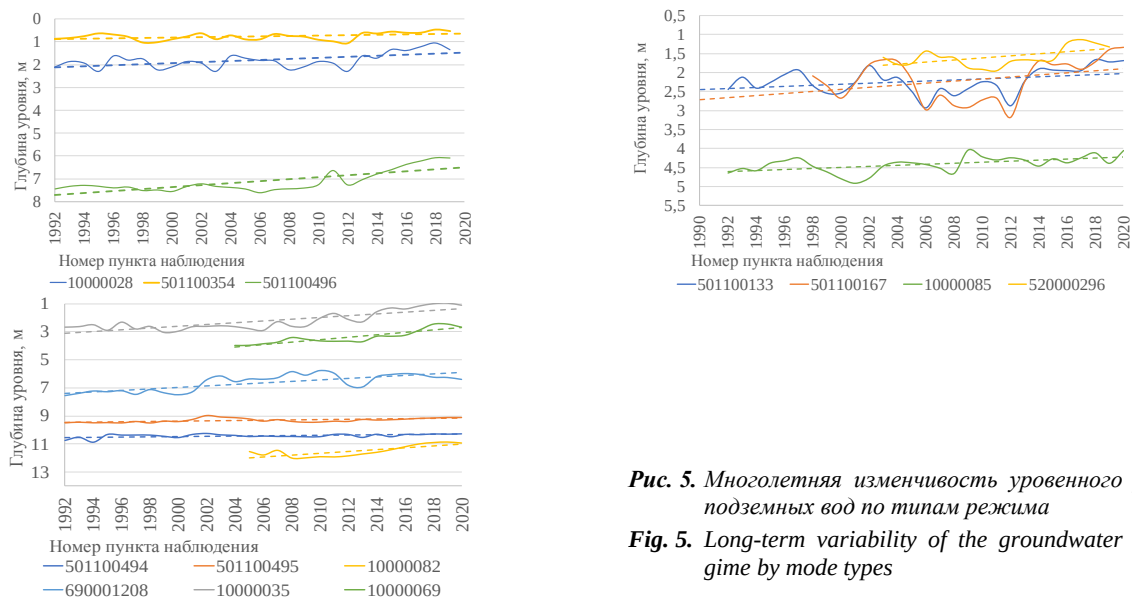


Рис. 5. Многолетняя изменчивость уровня режима подземных вод по типам режима

Fig. 5. Long-term variability of the groundwater level regime by mode types

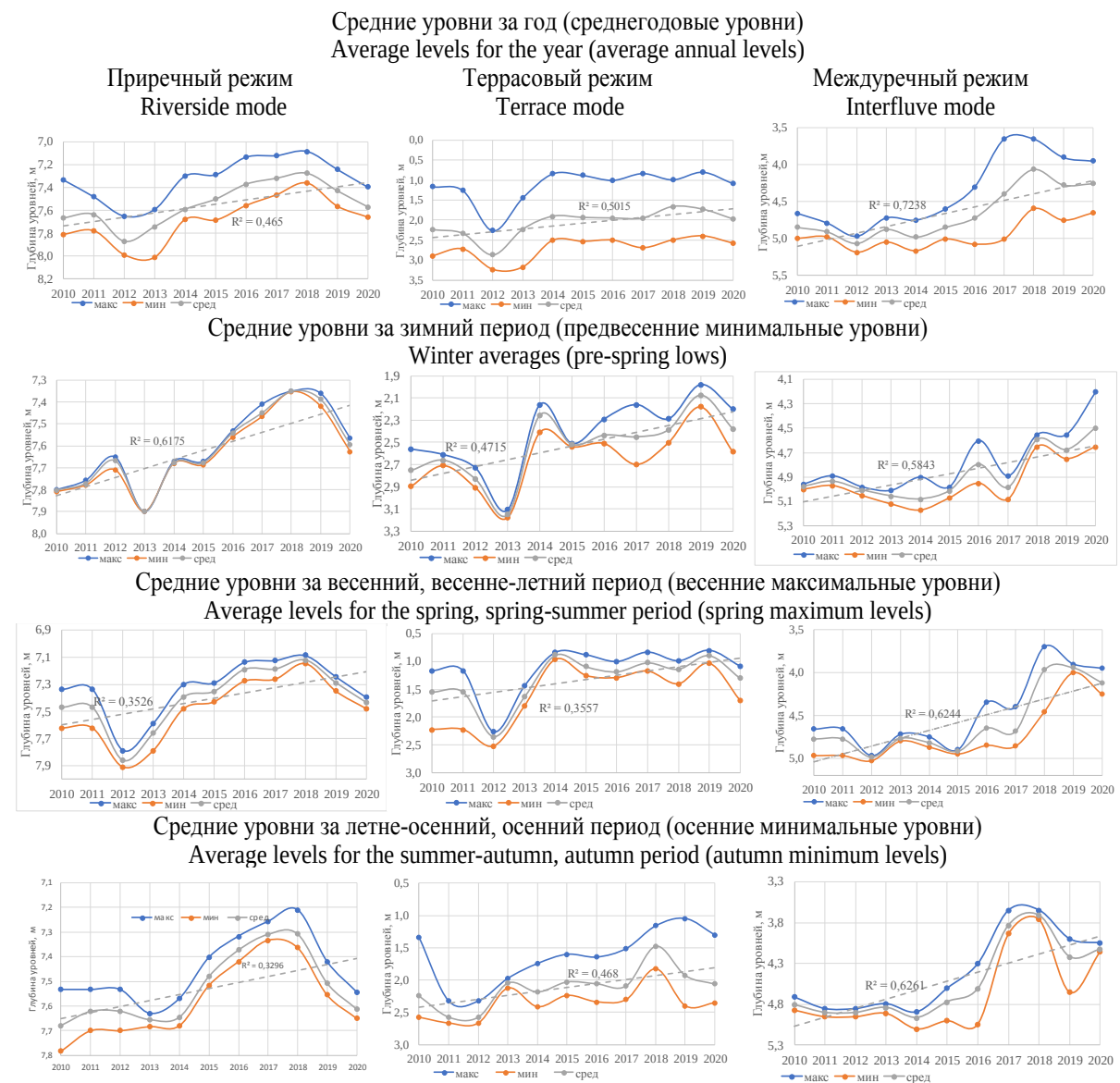


Рис. 6. Многолетняя изменчивость уровня режима подземных вод по типам режима и гидрологическим сезонам

Fig. 6. Long-term variability of the groundwater level regime by mode types and hydrological seasons

Выявленные закономерности гидродинамического состояния подземных вод формируются в основном под влиянием климатических условий и их многолетней изменчивости. Наиболее интенсивное влияние естественных режимобразующих факторов испытывают грунтовые воды в зоне приречного режима и на участках неглубокого залегания уровня. Интенсивность влияния климатических факторов ослабевает с увеличением глубины залегания подземных вод и с удалением от долин поверхностных водотоков. Результаты ретроспективного анализа данных режимных наблюдений могут быть положены в основу прогноза поведения уровня подземных вод на ближайшую перспективу. В практическом плане выявленная многолетняя тенденция некоторого роста уровней подземных вод может приводить к разнонаправленным последствиям. Очевидно положительное влияние прироста уровня на увеличение естественных запасов и ресурсов подземных вод. С другой стороны, рост уровней может приводить и к негативным по-

следствиям, связанным с развитием процессов подтопления освоенных территорий.

Таким образом, изучение закономерностей сезонной и многолетней изменчивости режима подземных вод позволило установить наличие многолетнего тренда, обусловленного влиянием естественных факторов. Выделены типовые участки проявления приречного типа режима подземных вод, характеристики которого позволяют показать проявление тесной взаимосвязи поверхностных и подземных вод. Полученные количественные характеристики выделенных типов режима подземных вод позволяют оценить и обосновать возможность наращивания коротких рядов наблюдений по корреляционным связям с гидрометеорологическими параметрами.

Данные многолетних наблюдений могут быть востребованы при разработке гидрогеологических моделей, создаваемых для региональных оценок запасов подземных вод и учёта возможных их изменений во времени.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каменский Г.Н. Гидродинамические принципы изучения режима грунтовых вод // Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии. – М.: Госгеоллиздат, 1953. – С. 4–13.
2. Ланге О.К. О зональном распределении грунтовых вод на территории СССР // Материалы к познанию геологического строения СССР. – 1947. – № 8. – С. 28–42.
3. Альтовского М.Е., Коноплянцева А.А. Методическое руководство по изучению режима подземных вод. – М.: Изд-во литературы по геологии и охране недр, 1954. – 196 с.
4. Киселев П.А. Исследование баланса грунтовых вод по колебаниям их уровня. – Минск: Изд-во АН БССР, 1961. – 202 с.
5. Лебедев А.В. Опыт статистической обработки результатов многолетнего наблюдения за режимом грунтовых вод // Вопросы изучения и прогноза режима подземных вод. Новая серия. – 1964. – № 10. – С. 64–73.
6. Ковалевский В.С. Условия формирования и прогноза естественного режима подземных вод. – М.: Недра, 1973. – 152 с.
7. Гриневский С.О., Спорышев В.С. Особенности формирования балансовой структуры эксплуатационного отбора подземных вод и его влияния на речной сток при снижении уровней грунтовых вод // Водные ресурсы. – 2019. – Т. 46. – № 3. – С. 247–258.
8. Гриневский С.О., Поздняков С.П. Принципы региональной оценки инфильтрационного питания подземных вод на основе геогеологических моделей // Водные ресурсы. – 2010. – Т. 37. – № 5. – С. 543–557.
9. Гусев Е.М., Насонова О.Н. Моделирование тепло- и влагообмена поверхности суши с атмосферой. – М.: Наука, 2010. – 327 с.
10. Климатические изменения на территории России в конце XX начале XXI века / Ю.П. Переведенцев, А.А. Васильев, Б.Г. Шерстюков, К.М. Шанталинский // Метеорология и гидрология. – 2021. – № 10. – С. 14–26.
11. Савичев О.Г., Макушин Ю.В. Многолетние изменения уровней подземных вод верхней гидродинамической зоны на территории Томской области // Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307. – № 4. – С. 60–63.
12. Савичев О.Г., Лыготин В.А., Моисеева Ю.А. Условия изменения уровней подземных вод верхней гидродинамической зоны на территории Томской области // Геоэкология. – 2018. – № 6. – С. 31–40.
13. Балобаненко А.А. Колебания уровней подземных вод четвертичных отложений в южной и юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2012. – Т. 1. – С. 427–428.
14. Балобаненко А.А. Закономерности уровня режима подземных вод верхней гидродинамической зоны юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2013. – Т. 1. – С. 415–416.
15. Балобаненко А.А., Васильев Д.И., Манухина А.С. Гидродинамический режим подземных вод Иртыш-Обского артезианского бассейна в районе Сибирского федерального округа // Природопользование и охрана природы: охрана памятников природы, биологического и ландшафтного разнообразия Томского Приобья и других регионов России: Материалы IX Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. – Томск, 2020. – С. 257–263.
16. Дутова Е.М., Кузеванов К.И., Кузеванов К.К. Гидродинамическое обоснование изменений гидрогеохимических условий Стрежевского месторождения подземных вод (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 204–220.
17. Dutova E.M. Geochemistry of fresh groundwater in the Altai-Sayan folded area and adjacent areas of the West Siberian plate // Applied Geochemistry. – 2020. – V. 5. – P. 120.
18. Зуев В.А., Картавых О.В., Шварцев С.Л. Химический состав подземных вод томского водозабора // Обской вестник. – 1999. – № 3–4. – С. 69–77.
19. Hydrological changes: historical analysis, contemporary status, and future projections. / A.I. Shiklomanov, R.B. Lammers, D.P. Lettenmaier, Y.M. Polischuk, O.G. Savichev, L.G. Smith // Environmental changes in Siberia: regional changes and their global consequences / Eds. P.Ya. Groisman, G. Gutman. – Dordrecht: Springer, 2013. – Ch. 4. – P. 111–154.
20. Manganese release linked to carbonate dissolution during the start-up phase of a subsurface iron removal well in Khabarovsk, Russia / S. Paufler, T. Grischek, J. Feller, J. Herlitzius, V.V. Kulakov // The science of the total environment. – 2019. – V. 650. – P. 1722–1733.
21. A physically based model of a two-pass digital filter for separating groundwater runoff from streamflow time series / S.P. Pozdniakov, P. Wang, S.O. Grinevsky, N.L. Frolova // Water Resources Research. – 2022. – V. 58. – № 3. – С. 35–58.
22. Groundwater system and climate change: present status and future considerations / A.C. Amanambu, O.A. Obarein, J. Mossa, L. Li, S.S. Ayeni, O. Balogun, A. Oyebamij, F.U. Ochege // Journal of Hydrology. – 2020. – V. 589. – P. 1–19.
23. Condon L.E., Atchley A.L., Maxwell R.M. Evapotranspiration depletes groundwater under warming over the contiguous United States // Nature Communications. – 2020. – V. 11. – P. 12–24.
24. Barthel R., Banzhaf S. Groundwater and surface water interaction at the regional-scale – a review with focus on regional integrated models // Water Resources Management. – 2016. – V. 30. – P. 1–32.

25. Using pedotransfer functions in Vadose zone models for estimating groundwater recharge in semiarid regions / T. Wang, V.A. Zlotnik, J. Šimůnek, M.G. Schaap // Water Resources Research. – 2009. – V. 45. – № 4. – P. 1–12.
26. Analyzing spatial and temporal variability of annual water-energy balance in nonhumid regions of China using the Budyko hypothesis / D. Yang, F. Sun, Z. Liu, Z. Cong, G. Ni, Z. Lei // Water Resources Research. – 2007. – V. 43. – № 4. – P. 1–12.
27. Vegetation control on water and energy balance within the Budyko framework / D. Li, M. Pan, Z. Cong, L. Zhang, E. Wood // Water Resources Research. – 2013. – V. 49. – № 2. – P. 969–976.
28. Kubiak-Wójcicka K. Variability of air temperature, precipitation and outflows in the Vistula Basin (Poland) // Resources. – 2020. – V. 9. – P. 1–26.
29. Global trends in water and sediment fluxes of the world's large rivers / L. Li, J. Ni, F. Chang, Y. Yue, N. Frolova, D. Magritsky, A.G.L. Borthwick, P. Ciaia, Y. Wang, C. Zheng // Science Bulletin. – 2020. – V. 65. – P. 62–69.
30. Groundwater system and climate change: present status and future considerations / A.C. Amanambu, O.A. Obarein, J. Mossa, L. Li, S.S. Ayeni, O. Balogun, A. Oyebamiji, F.U. Ochege // Journal of Hydrology. – 2020. – V. 589. – P. 1–24.
31. Global patterns and dynamics of climate-groundwater interactions / M.O. Cuthbert, T. Gleeson, N. Moosdorf, K.M. Bafus, A. Schneider, J. Hartmann, B. Lehner // Nature Climate Change. – 2019. – V. 9. – P. 137–141.
32. Hillslope hydrology in global change research and Earth system modeling / Y. Fan, M. Clark, D.M. Lawrence, S. Swenson, L.E. Band, S.L. Brantley, P.D. Brooks, W.E. Dietrich, A. Flores, G. Grant // Water Resources Research. – 2019. – V. 55. – № 2. – P. 1737–1772.

Поступила: 23.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 01.03.2023 г.

Информация об авторах

Балобаненко А.А., кандидат геолого-минералогических наук, начальник отделения государственного мониторинга состояния недр, филиал «Сибирский региональный центр государственного мониторинга состояния недр», Федеральное Государственное Бюджетное учреждение «Гидроспецгеология».

Васильев Д.И., аспирант Национального исследовательского Томского государственного университета.

Дутова Е.М., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Кузеванов К.И., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 556.332.52

ANALYSIS OF CHANGES IN GROUNDWATER LEVELS IN QUATERNARY DEPOSITS IN THE SOUTH-EASTERN PART OF THE IRTYSH-OB ARTESIAN BASIN

Andrey A. Balobanenko¹,
baa@sfo.geomonitoring.ru

Denis I. Vasilyev²,
vaslev_h@mail.ru

Ekaterina M. Dutova³,
dutova@tpu.ru

Konstantin I. Kuzevanov³,
kki@tpu.ru

¹ Branch «Siberian Regional Center for State Monitoring of the State of the Subsoil», «Gidrospetsgeologia»,
99, Nikitin street, Tomsk, 634050, Russia.

² National Research Tomsk State University,
36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

³ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. The tasks of studying the level regime of groundwater are very closely related to the need to predict their resources under the influence of both natural and artificial factors in order to develop scientific foundations for the rational use of water resources and effective management of the groundwater regime in the study area.

Purpose: to study changes in the level regime of groundwater for domestic and drinking purposes in Quaternary deposits in the south of the West Siberian artesian basin based on the results of long-term regime observations.

Objects: groundwater of the Irtys-Ob artesian basin of the II order, the southeastern part of the West Siberian artesian basin of the I order, most actively involved in the sphere of anthropogenic activity. The study area is confined to a province with stable seasonal freezing of the aeration zone, where the main groundwater recharge is carried out in the spring due to snowmelt.

Methods. The methodology for conducting observations of groundwater levels was determined by the regulations of the former USSR Ministry of Geology, and then the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation, this paper presents a statistical processing of time series of observations of groundwater levels and a comparison of the results obtained with the data on the water regime of surface watercourses and climatic characteristics of the study areas.

Results. The leading influence of climatic conditions on the main regularities of the natural hydrodynamic regime of groundwater was revealed. A different degree of intensity of the influence of external factors is shown, expressed by the amplitude of the groundwater level, depending on the type of groundwater regime and the degree of moistening of the territory. Natural factors have the least effect on groundwater as they move away from draining ones and with increasing depth.

Key words:

Groundwater, Quaternary deposits, Irtys-Ob artesian basin, regime types, seasonal and long-term changes.

REFERENCES

1. Kamensky G.N. Gidrodinamicheskie printsipy izucheniya rezhima gruntovykh vod [Hydrodynamic principles of studying the regime of groundwater]. *Voprosy gidrogeologii i inzhenernoy geologii*, 1953. pp. 4–13.
2. Lange O.K. O zonalnom raspredelenii gruntovykh vod na territorii SSSR [On the zonal distribution of groundwater on the territory of the USSR]. *Materialy k poznaniyu geologicheskogo stroeniya SSSR*, 1947, no. 8. pp. 28–42.
3. Altovsky M.E., Konoplyantseva A.A. *Metodicheskoe rukovodstvo po izucheniyu rezhima podzemnykh vod* [Guidelines for the study of the groundwater regime]. Moscow, Izdatelstvo literatury po geologii i okhrane nedr, 1954. pp. 182–194.
4. Kiselev P.A. *Issledovanie balansa gruntovykh vod po kolebaniyam ikh urovnya* [Investigation of the balance of groundwater by fluctuations in their level]. Minsk, Academy of Sciences of the BSSR Publ. house, 1961. 202 p.
5. Lebedev A.V. Opyt statisticheskoy obrabotki rezultatov mnogoletnego nablyudeniya za rezhimom gruntovykh vod [Experience of statistical processing of the results of long-term observation of the groundwater regime]. *Voprosy izucheniya i prognoza rezhima podzemnykh vod. Novaya seriya*, 1964, no. 10. pp. 64–73.
6. Kovalevsky V.S. *Usloviya formirovaniya i prognoza estestvennogo rezhima podzemnykh vod* [Conditions for the formation and forecast of the natural regime of groundwater]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 152 p.
7. Grinevsky S.O., Sporyshev V.S. Features of the formation of the balance structure of the operational withdrawal of groundwater and its impact on river runoff with a decrease in groundwater levels. *Vodnye resursy*, 2019, vol. 46, no. 3, pp. 247–258. In Rus.
8. Grinevsky S.O., Pozdnyakov S.P. Principles of regional assessment of groundwater infiltration recharge based on geohydrological models. *Vodnye resursy*, 2010, vol. 37, no. 5, pp. 543–557. In Rus.
9. Gusev E.M., Nasonova O.N. *Modelirovanie teplo- i vlagoobmena poverkhnosti sushy s atmosferoy* [Modeling of heat and moisture exchange of the land surface with the atmosphere]. Moscow, Nauka Publ., 2010. 327 p.
10. Perevedentsev Yu.P., Vasiliev A.A., Sherstyukov B.G., Shantalinsky K.M. Climatic changes in Russia at the end of the 20th and beginning of the 21st centuries. *Meteorologiya i gidrologiya*, 2021, no. 10, pp. 14–26. In Rus.
11. Savichev O.G., Makushin Yu.V. Long-term changes in groundwater levels in the upper hydrodynamic zone on the territory of the

- Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2004, vol. 307, no. 4, pp. 60–63. In Rus.
12. Savichev O.G., Lgotin V.A., Moiseeva Yu.A. Conditions for changing groundwater levels in the upper hydrodynamic zone on the territory of the Tomsk region. *Geoecology*, 2018, no. 6, pp. 31–40. In Rus.
 13. Balobanenko A.A. Kolebaniya urovney podzemnykh vod chetvertichnykh otlozheniy v yuzhnoy i yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskogo artzianskogo basseyna [Fluctuations in groundwater levels of Quaternary deposits in the southern and southeastern parts of the West Siberian artesian basin]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XVI Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh* [Problems of Geology and Mineral Development. Proceedings of the XVI International Symposium named after academician M. A. Usov for students and young scientists]. Tomsk, 2012. Vol. 1, pp. 427–428.
 14. Balobanenko A.A. Zakonomernosti urovennogo rezhima podzemnykh vod verkhney gidrodinamicheskoy zony yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskogo artzianskogo basseyna [Patterns of the level regime of groundwater in the upper hydrodynamic zone of the southeastern part of the West Siberian artesian basin]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XVII Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh* [Problems of Geology and Mineral Development. Proceedings of the XVII International Symposium named after academician M.A. Usov for students and young scientists]. Tomsk, 2013. Vol. 1, pp. 415–416.
 15. Balobanenko A.A., Vasiliev D.I., Manukhina A.S. Gidrodinamicheskiy rezhim podzemnykh vod Irtysh-Ob'skogo artzianskogo basseyna v rayone Sibirskogo federalnogo okruga [Hydrodynamic regime of groundwater of the Irtysh-Ob artesian basin in the area of the Siberian Federal District]. *Prirodopolzovanie i okhrana prirody: okhrana pamyatnikov prirody, biologicheskogo i landschaftnogo raznoobraziya Tomskogo Priobya i drugikh regionov Rossii. Materialy IX Vserossiyskoy s mezhdunarodnym uchastiem nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Nature management and conservation: protection of natural monuments, biological and landscape diversity of the Tomsk Ob region and other regions of Russia. Proceedings of the IX All-Russian scientific and practical conference with international participation]. Tomsk, 2020. pp. 257–263.
 16. Dutova E.M., Kuzevanov K.I., Kuzevanov K.K. Hydrodynamic substantiation of changes in the hydrogeochemical conditions of the Strezhevsky groundwater deposit (Tomsk region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 9, pp. 204–220. In Rus.
 17. Dutova E.M. Geochemistry of fresh groundwater in the Altai–Sayan folded area and adjacent areas of the West Siberian plate. *Applied Geochemistry*, 2020, vol. 5, pp. 120.
 18. Zuev V.A., Kartavykh O.V., Shvartsev S.L. Chemical composition of groundwater of the Tomsk water intake. *Obskoy vestnik*, 1999, no. 3–4, pp. 69–77. In Rus.
 19. Shiklomanov A.I., Lammers R.B., Lettenmaier D.P., Polischuk Y.M., Savichev O.G., Smith L.G. Hydrological changes: historical analysis, contemporary status, and future projections. *Environmental changes in Siberia: regional changes and their global consequences*. Eds. P.Ya. Groisman, G. Gutman. Dordrecht, Springer, 2013. Ch. 4, pp. 111–154.
 20. Paufler S., Grischek T., Feller J., Herlitzius J., Kulakov V.V. Manganese release linked to carbonate dissolution during the start-up phase of a subsurface iron removal well in Khabarovsk, Russia. *The science of the total environment*, 2019, vol. 650, pp. 1722–1733.
 21. Pozdniakov S.P., Wang P., Grinevsky S.O., Frolova N.L. A physically based model of a two-pass digital filter for separating groundwater runoff from streamflow time series. *Water Resources Research*, 2022, vol. 58, no. 3, pp. 35–58.
 22. Amanambu A.C., Obarein O.A., Mossa J., Li L., Ayeni S.S., Balogun O., Oyebamiji A., Ochege F.U. Groundwater system and climate change: present status and future considerations. *Journal of Hydrology*, 2020, vol. 589, pp. 1–19.
 23. Condon L.E., Atchley A.L., Maxwell R.M. Evapotranspiration depletes groundwater under warming over the contiguous United States. *Nature Communications*, 2020, vol. 11, pp. 12–24.
 24. Barthel R., Banzhaf S. Groundwater and surface water interaction at the regional-scale – a review with focus on regional integrated models. *Water Resources Management*, 2016, vol. 30, pp. 1–32.
 25. Wang T., Zlotnik V.A., Šimůnek J., Schaap M.G. Using pedo-transfer functions in Vadose zone models for estimating groundwater recharge in semiarid regions. *Water Resources Research*, 2009, vol. 45, no. 4, pp. 1–12.
 26. Yang D., Sun F., Liu Z., Cong Z., Ni G., Lei Z. Analyzing spatial and temporal variability of annual water-energy balance in non-humid regions of China using the Budyko hypothesis. *Water Resources Research*, 2007, vol. 43, no. 4, pp. 1–12.
 27. Li D., Pan M., Cong Z., Zhang L., Wood E. Vegetation control on water and energy balance within the Budyko framework. *Water Resources Research*, 2013, vol. 49, no. 2, pp. 969–976.
 28. Kubiak-Wójcicka K. Variability of air temperature, precipitation and outflows in the Vistula Basin (Poland). *Resources*, 2020, vol. 9, pp. 1–26.
 29. Li L., Ni J., Chang F., Yue Y., Frolova N., Magritsky D., Borthwick A.G.L., Ciais P., Wang Y., Zheng C. Global trends in water and sediment fluxes of the world's large rivers. *Science Bulletin*, 2020, vol. 65, pp. 62–69.
 30. Amanambu A.C., Obarein O.A., Mossa J., Li L., Ayeni S.S., Balogun O., Oyebamiji A., Ochege F.U. Groundwater system and climate change: present status and future considerations. *Journal of Hydrology*, 2020, vol. 589, pp. 1–24.
 31. Cuthbert M.O., Gleeson T., Moosdorf N., Befus K.M., Schneider A., Hartmann J., Lehner B. Global patterns and dynamics of climate–groundwater interactions. *Nature Climate Change*, 2019, vol. 9, pp. 137–141.
 32. Fan Y., Clark M., Lawrence D.M., Swenson S., Band L.E., Brantley S.L., Brooks P.D., Dietrich W.E., Flores A., Grant G. Hillslope hydrology in global change research and Earth system modeling. *Water Resources Research*, 2019, vol. 55, no. 2, pp. 1737–1772.

Received: 23 January 2023.

Reviewed: 1 March 2023.

Information about the authors

Andrey A. Balobanenko, Cand. Sc., head of the Department of State Monitoring of the State of the Subsoil, branch «Siberian Regional Center for State Monitoring of the State of the Subsoil» of the Federal State Budget Institution «Gidrospetsgeologia».

Denis I. Vasilyev, postgraduate student, National Research Tomsk State University.

Ekaterina M. Dutova, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Konstantin I. Kuzevanov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 66.09

РАСЧЕТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ И КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РЕАКЦИЙ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С УЧАСТИЕМ КИСЛОТНЫХ ЦЕНТРОВ ЛЬЮИСА И БРЁНСТЕДА

Назарова Галина Юрьевна¹,
silko@tpu.ru

Ивашкина Елена Николаевна¹,
ivashkinaen@tpu.ru

Мальцев Владислав Вячеславович¹,
vvm63@tpu.ru

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью разработки математического инструмента для оптимизации гетерогенного процесса каталитического крекинга, учитывающего как химические превращения широкого спектра групп углеводородов (разный тип сырья), так и стадии адсорбции, диффузии реагентов, превращений на поверхности катализатора, кислотных характеристик и размера пор катализатора. Исследование закономерностей переработки углеводородов с использованием методов квантово-химического моделирования с участием кислотных центров Льюиса или Брёнстеда позволяет количественно оценить термодинамические параметры адсорбции углеводородов, кинетические параметры стадий образования карбкатионов и крекинга на кислотных центрах различной природы, необходимых для разработки математической модели на базе механизма гетерогенной каталитической реакции.

Целью работы является выбор уровня квантово-химической теории и определение термодинамических и кинетических параметров адсорбции, образования карбениевых ионов и крекинга углеводородов на кислотных центрах Льюиса и Брёнстеда.

Методы: методы квантово-химического моделирования для оптимизации молекулярной геометрии реагентов и продуктов реакций каталитического крекинга, расчета колебательных частот, термодинамических параметров адсорбции и каталитического крекинга углеводородов и гетероатомных соединений с участием кислотных центров Брёнстеда и Льюиса.

Результаты. Выбранный уровень квантово-химической теории позволил получить результаты, которые согласуются с закономерностями процесса и экспериментальной реакционной способностью углеводородов в реакциях крекинга на кислотных катализаторах. Определены термодинамические параметры адсорбции углеводородов C_6 – C_{16} и тиофенов на кислотных центрах Льюиса и Брёнстеда. Установлено, что при крекинге гексана на кислотном центре Льюиса реакция лимитируется стадией образования карбениевого иона, энергия активации составила 281,3 и 277,2 кДж/моль для стадии образования гексил-2-катиона и крекинга соответственно. Энергия активации образования карбениевого иона из изогексана и алканов C_8 – C_{10} нормального строения и на кислотном центре Льюиса составила 257,6 и 279,2...277,9 кДж/моль, наиболее энергетически выгодным является образование карбкатиона из гексана на кислотных центрах Брёнстеда (76,59 кДж/моль). Результаты работы будут использованы при создании математической модели гетерогенного процесса на основе уравнений Лэнгмюра–Хиншельвуда.

Ключевые слова:

каталитический крекинг, термодинамика, адсорбция, энергия активации, кислотные центры, квантово-химическое моделирование.

Введение

Для глубокой переработки нефти на нефтеперерабатывающем заводе (НПЗ) широко используется технология каталитического крекинга, позволяющая получать высококачественный компонент автобензина при переработке высокомолекулярного нефтяного сырья (как вакуумного газойля, так и остаточного нефтяного сырья) на цеолитсодержащих катализаторах.

Одним из способов повышения эффективности процессов переработки различного нефтяного сырья является использование математических моделей. На сегодняшний день наиболее детализированным подходом к моделированию процесса каталитического крекинга является «Single-event kinetic modeling approach». Такой подход включает учет химических превращений реагентов через элементарные стадии с участием карбкатионов на основе теории переходных состояний [1]. На сегодняшний день существует

необходимость в разработке математических инструментов для прогнозирования и оптимизации гетерогенного процесса каталитического крекинга, учитывающих как химические превращения широкого спектра групп углеводородов и гетероатомных компонентов, так и стадии адсорбции, диффузии реагентов, кислотных и структурных характеристик катализатора. Такая модель, с одной стороны, должна быть построена на основе фактических промышленных данных по эксплуатации установок, а с другой, учитывать основные фундаментальные физико-химические закономерности механизмов реакций, дезактивации катализаторов, макрокинетические факторы процесса каталитического крекинга. Для этого необходим глубокий анализ и детальное исследование термодинамики и кинетики гетерогенного процесса, включающего стадии адсорбции и образования карбкатионов.

Молекулярное моделирование, называемое атомистическим моделированием, – теоретическое направление в химии, описывающее химические свойства вещества и химические превращения на основе моделей, в которых эти свойства проявляются как следствие взаимодействия и движения частиц субатомного, атомного или молекулярного масштаба [2]. В данное время молекулярное моделирование основывается на теоретических подходах и методах, которые позволяют прогнозировать свойства систем в зависимости от взаимодействий и движений составляющих ее частиц [3]. Для оценки колебательных вкладов при адсорбции алканов на кислотных центрах Брэнстеда достаточно хорошо зарекомендовала себя теория функционала плотности с учетом дисперсии, при этом для достижения химической точности энергий адсорбции применяют гибридный высокоуровневый (MP2) и низкоуровневый (DFT+D) квантово-химический метод. Наличие рассчитанных точных вкладов тепловой энтальпии и энергии нулевых колебаний обеспечивает доступ к экспериментально полученным (электронным) энергиям адсорбции, которые должны служить ориентирами при тестировании квантово-химических методов [4]. В работе [5] исследован механизм реакции крекинга пропана на цеолите типа шабазит. Авторы отмечают, что при крекинге алканов на H-ZSM-5 энергия активации эквивалентна 200 кДж/моль, что близко к значениям при использовании других цеолитов. Для короткоцепочечных линейных алканов существует тенденция к снижению энергии активации от 155 до 105 кДж/моль при увеличении числа атомов углерода от 3 до 6.

Указанные методы широко применяются для расчета электронной структуры молекул, переходных состояний, энтропии, энтальпии веществ, теплоты адсорбции, их связи с энергиями активации. Кроме того, с применением квантово-химических методов моделируют структуры цеолитных материалов, взаимодействия молекул, функциональных групп и активных центров с атомными группировками в каркасе цеолитов, механизмы формирования веществ на поверхности катализаторов, а также используют их для оценки влияния структуры цеолита и отношения Si/Al на адсорбционную термодинамику и внутреннюю кинетику реакций с учетом протекания их на кислотных центрах Брэнстеда и Льюиса и др.

Исследование закономерностей переработки углеводородов с использованием методов квантово-химического моделирования с участием кислотных центров Льюиса или Брэнстеда позволит количественно оценить термодинамические параметры адсорбции углеводородов, кинетические параметры стадий образования карбокатионов и крекинга на кислотных центрах различной природы, необходимых для разработки математической модели на базе механизма гетерогенной каталитической реакции [6].

Целью работы является выбор уровня квантово-химической теории и определение термодинамических и кинетических параметров адсорбции, образования карбениевых ионов и крекинга углеводородов на кислотных центрах Льюиса и Брэнстеда.

Методы исследования

В работе использованы методы квантово-химического моделирования для установления термодинамических и кинетических параметров реакций каталитического крекинга, а именно метод теории функционала плотности (DFT – Density Functional Theory), в котором для описания системы используют функции электронной плотности и решение уравнения Кона–Шэма и др. На первом этапе был выбран уровень теории расчета термодинамических и кинетических параметров реакций каталитического крекинга на кислотных центрах Брэнстеда и Льюиса, а именно функционала и базисного набора атомных орбиталей, что имеет определяющее значение, как для точности, так и для времени вычислений, и определяется в зависимости от типа рассматриваемой химической системы, реагентов и продуктов реакции.

Для выбора уровня квантово-химической теории были проведены расчеты с применением различных методов, функционалов и базисов. Согласно обзору литературы [7, 8], DFT широко используют для расчетов термодинамических параметров реакции с участием углеводородов, а также для расчета свойств цеолитных систем, дополняя его различными функционалами и базисными функциями. Вместе с тем системами, которые не рекомендуется рассматривать с помощью DFT, являются слабосвязанные и Ван-дер-Ваальсовы атомные и молекулярные комплексы, поскольку дисперсионные взаимодействия, лежащие в их основе, не воспроизводятся теорией функционала плотности. Поэтому в качестве функционалов были выбраны ω B97X-D и PBE, первый из которых учитывает дисперсионные взаимодействия, а второй рассматривается как более точная и современная альтернатива функционала B3LYP и применяется для расчета молекулярных, кристаллических, органических, неорганических и металлических систем. При выборе были использованы стандартные базисы 6-31-G с расщепленной валентностью, базис 6-31-G+(d,p) с расщепленной валентностью, дополненный поляризационными и диффузными функциями, а также корреляционно-согласованный базисный набор cc-PVDZ, подходящий для особо точных расчетов и для расчетов слабосвязанных состояний. По своему составу наборы являются расширенными, включающими описание каждой орбитали двумя независимыми, а также поляризационными и диффузными функциями. Поляризационный базисный набор 6-31G+(d, p) с добавочными d функциями к тяжелым металлам и водороду позволяет менять форму орбитали путем добавления орбиталей с угловым моментом сверх требуемого основного состояния для описания каждого атома. Включение диффузных функций позволило орбиталам занимать большую область пространства.

Следующим этапом исследований стал расчет термодинамических параметров адсорбции углеводородов на кислотных центрах Льюиса и Брэнстеда и термодинамических параметров реакций крекинга алканов и алкенов с участием кислотных центров катализаторов. На последнем этапе выполнен расчет кинетических параметров реакций крекинга углеводородов на кислотных центрах Льюиса и Брэнстеда.

Результаты и обсуждение

Выбор уровня теории

Выбор уровня теории основан на сравнении рассчитанных значений параметров адсорбции гексана на цеолитах с экспериментальными значениями, полученными при температуре 573 К [9] и рассчитанными ИК-спектрами со спектрами базы данных NIST Chemistry WebBook по наличию характеристических полос поглощения.

На рис. 1 представлены ИК-спектры гексана: экспериментальный (а) и расчетный (б), полученный с использованием функционала ω B97X-D и базиса 6-31G(d, p). На экспериментальном и расчетном ИК-спектрах наблюдаются серии полос поглощения различной формы и интенсивности. Хотя в расчетном ИК-спектре наблюдается смещение характеристических полос в сторону высоких частот относительно полос экспериментального ИК-спектра, соотношения между полосами и их интенсивностями согласуются. В коротковолновой (высокочастотной) области наблюдаются наиболее интенсивные полосы поглощения, которые соответствуют колебаниям С–Н в алифатических соединениях. Ассиметричные и симметричные валентные колебания метильной группы на экспериментальном ИК-спектре соответствуют полосам поглощения в области 2870 и 2960 см^{-1}

сильной и средней интенсивности, эти же колебания зафиксированы при 3059,6 и 3148,9 см^{-1} на расчетном ИК-спектре. Симметричные валентные колебания метиленовой группы наблюдаются при 2850 и 3056,47 см^{-1} на экспериментальном и расчетном ИК-спектре. Деформационные колебания этих групп наблюдаются в области 1460 и 1380 см^{-1} (рис. 1, б) и 1512,53 и 1429,65 см^{-1} для метильной и 1529,9 см^{-1} для метиленовой группы (рис. 1, а). При 725 и 741...815 см^{-1} наблюдаются маятниковые колебания метиленовой группы на экспериментальном и расчетном ИК-спектре. Колебания С–С связей – в области 900...1100 и 904,25...1173,42 см^{-1} соответственно.

На рис. 2 представлены экспериментальный и расчетный ИК-спектр тиофена, полученный методом DFT, ω B97X-D, 6-31G(d, p). Характеристические полосы на расчетном ИК-спектре согласуются со спектром базы NIST, наиболее интенсивные полосы поглощения, соответствующие внеплоскостным колебаниям С–Н связей, наблюдаются при 690...750 и 741 см^{-1} на расчетном ИК-спектре [10]. Наименее интенсивными являются полосы поглощения в области 3125...3050 см^{-1} и 3241 см^{-1} на расчетном ИК-спектре. Средней интенсивностью характеризуются полосы поглощения в области 1040 и 1520 см^{-1} и 1046...1494 см^{-1} , соответствующие связям C=C.

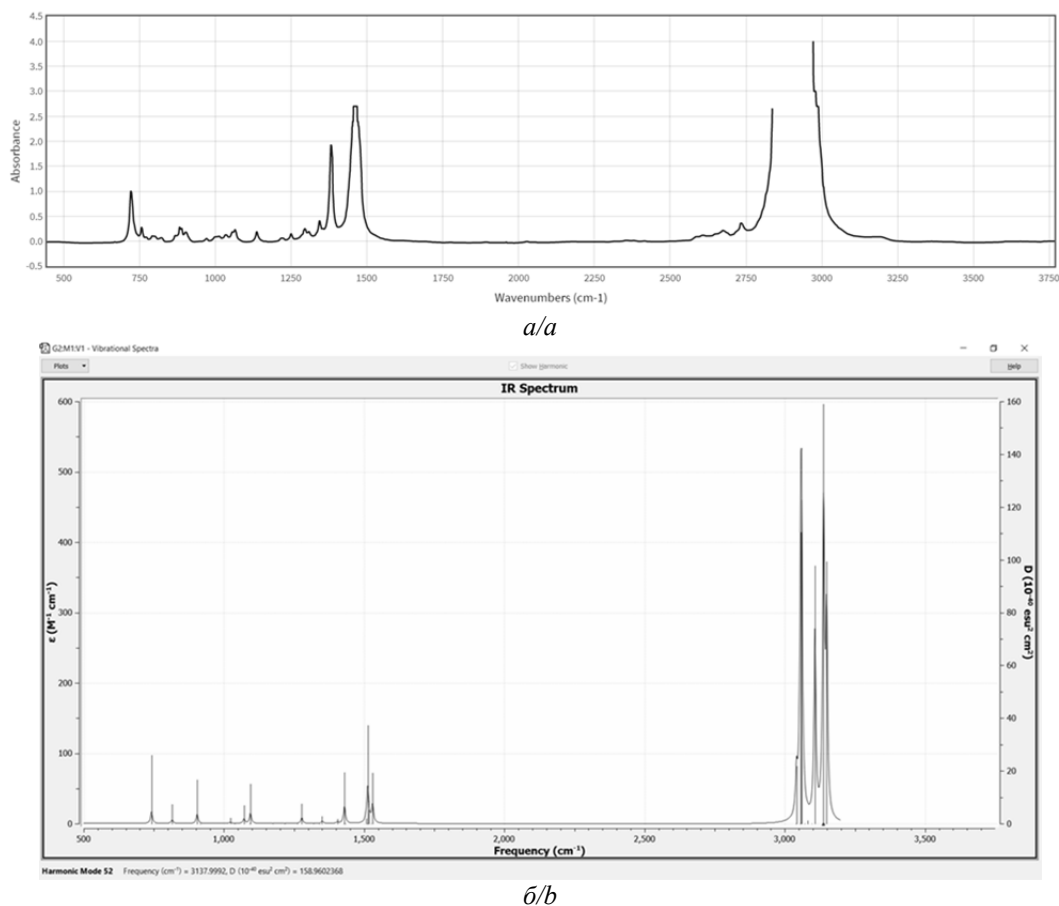


Рис. 1. Сравнение экспериментального (а) ИК-спектра гексана и расчетного (DFT, ω B97X-D, 6-31G(d, p)) (б)
 Fig. 1. Comparison of experimental (a) IR spectrum of hexane and calculated (DFT, ω B97X-D, 6-31G(d, p)) (b)

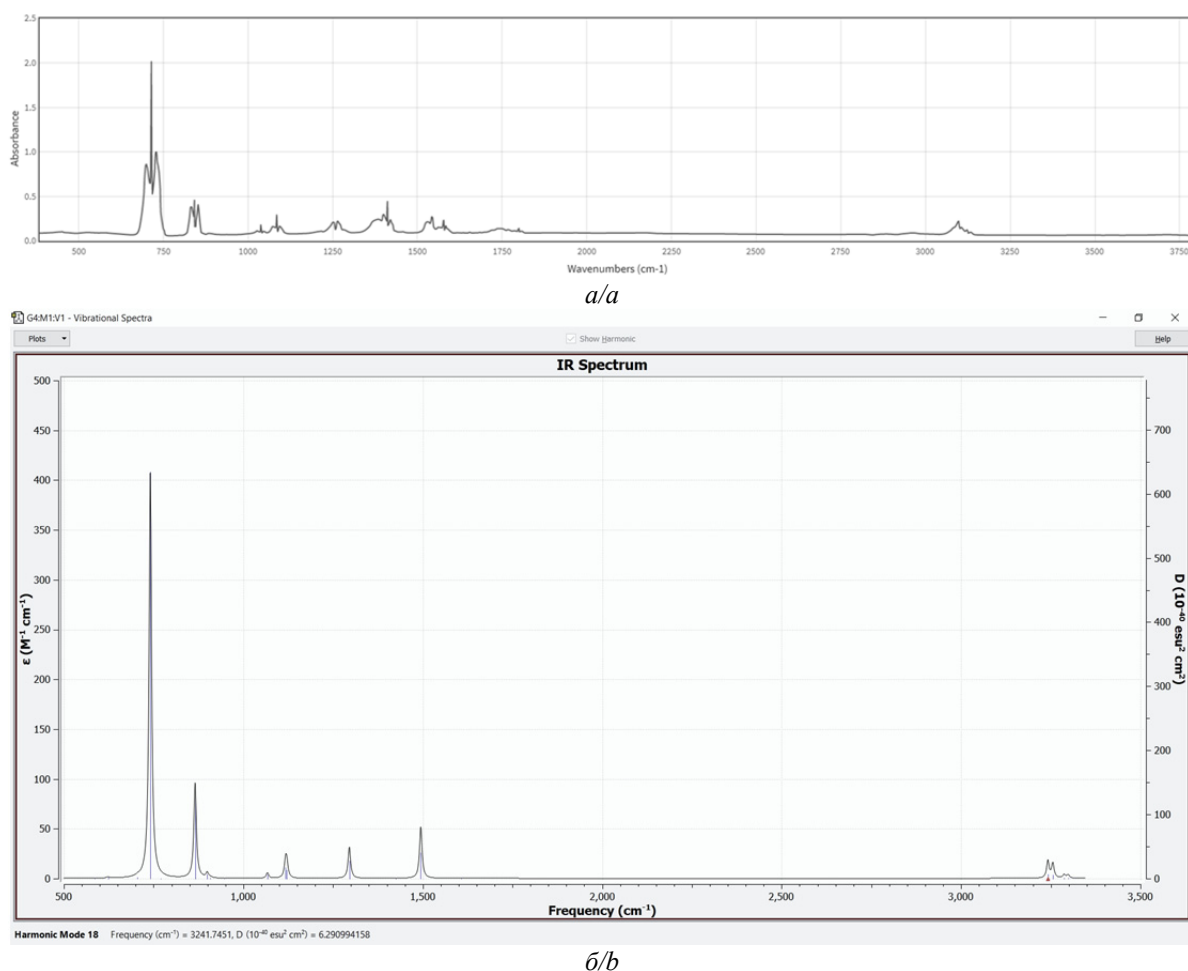


Рис. 2. Сравнение экспериментального (а) и расчетного (DFT, ω B97X-D, 6-31G(d, p)) (б) ИК-спектра тиафена
Fig. 2. Comparison of experimental (a) and calculated (DFT, ω B97X-D, 6-31G(d, p)) (b) IR spectrum of thiophene

Далее, согласно литературному обзору, были выбраны упрощенные структуры кислотных центров цеолитных катализаторов крекинга (рис. 3) [1–13]. Учитывая, что сегодня механизм каталитического крекинга широко обсуждается, актуален вопрос об определяющей роли активных центров алюмосиликатных катализаторов и их каталитических свойствах [14–16], термодинамические и кинетические законо-

мерности гетерогенного процесса были исследованы на кислотных центрах Льюиса и Брэнстеда.

На первом этапе реакции рассмотрены с участием элементарного кислотного центра без учета влияния кластера, хотя в ряде работ было показано, что влияние размера кластера цеолита существенно влияет на энергетику депротонирования [17] и протолитического крекинга.



Рис. 3. Структуры кислотных центров Льюиса (а) и Брэнстеда (б)
Fig. 3. Structure of Lewis (a) and Brønsted (b) acid sites of zeolite catalyst

Кислотный центр Брэнстеда представляет собой протон кислотного участка, образующийся при хемосорбции воды координационно-ненасыщенным атомом алюминия (рис. 3, а). Структура кислотного центра Льюиса выбрана так, что атом алюминия является

акцептором электронной пары (рис. 3, б). В структурах кислотного центра один атом водорода используется для замены связи Si-O. Концевые атомы H располагаются вдоль каждой из концевых связей Si-O на расстоянии 1,47 и 0,95 Å от концевого атома Si и Al

соответственно. Рассчитанные ИК-спектры были проанализированы по основным полосам поглощения.

На кислотных центрах Льюиса и Брэнстеда наблюдается поглощения в высокочастотной области $3980,9...4028,03\text{ см}^{-1}$ и $4011,33...4014,37\text{ см}^{-1}$ для кислотного центра Брэнстеда и Льюиса соответственно, которые обусловлены валентными колебаниями связи О-Н у атома алюминия. Для кислотного центра Брэнстеда наблюдается полоса поглощения средней интенсивности $3967,7\text{ см}^{-1}$, обусловленной валентными колебаниями связи ОН-групп, связанных с решеточными трехкоординированными атомами алюминия $\equiv\text{Si-O-H-Al}\equiv$, согласно экспериментальным ИК-спектрам ($3600...3700\text{ см}^{-1}$). Поглощение в области

$522,3...526$ и $660...674\text{ см}^{-1}$ соответствует валентным колебаниям Si-O-Al [18] и деформационным колебаниям ОН. Поглощение в области $2148,4...2278,26$ и $2180...2202\text{ см}^{-1}$ связано с валентными колебаниями Si-H, что согласуется с теоретическим диапазоном поглощения ($2250...2090\text{ см}^{-1}$), деформационные колебания наблюдаются при $747,2, 973,5...1026,13$ и $730,16, 945,29...1099,13\text{ см}^{-1}$ для кислотных центров Льюиса и Брэнстеда. Полосы поглощения в области 1130 см^{-1} соответствуют валентным асимметричным колебаниям связи Si-O, Al-O в цеолите Н-У [19].

Далее с целью выбора уровня теории были рассчитаны параметры адсорбции гексана на кислотных центрах Льюиса с использованием различных базисов и функционалов.

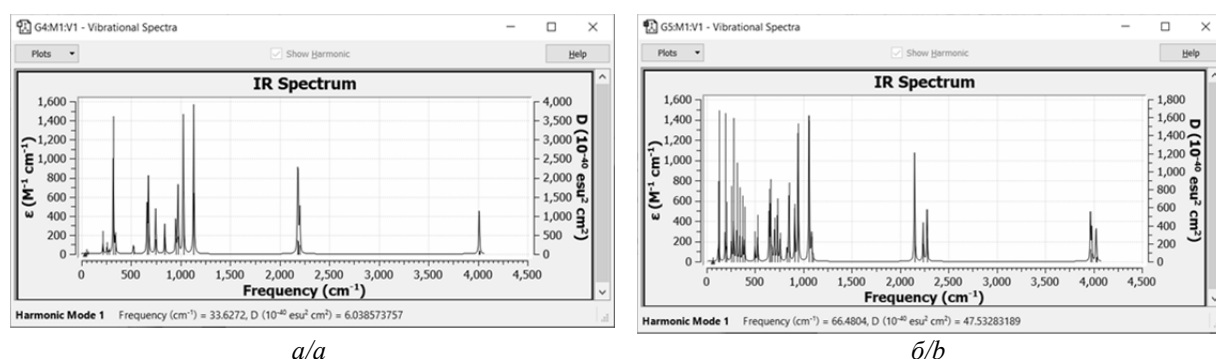


Рис. 4. ИК-спектры кислотных центров Льюиса (а) и Брэнстеда (б) цеолитного катализатора

Fig. 4. IR spectrums of Lewis (a) and Brønsted (b) acid sites of zeolite catalyst

Таблица 1. Сравнение величин энтальпии различными функционалами ($T=573\text{ K}$)

Table 1. Comparison of values of enthalpy with different functionals ($T=573\text{ K}$)

Базис/Basis	Функционал/Functional						$\Delta H_{\text{адс}}/\Delta H_{\text{a}}$ [9]
	$\omega\text{B97X-D}$			PBE			
	$\Delta_r H^\circ_{573}$	$\Delta_r S^\circ_{573}$	$\Delta_r G^\circ_{573}$	$\Delta_r H^\circ_{573}$	$\Delta_r S^\circ_{573}$	$\Delta_r G^\circ_{573}$	
	кДж/моль / kJ/mol						
6-31G	−29,03	−159,06	62,12	−8,47	−112,83	56,16	−47,7
6-31G(d,p)	−29,06	−172,48	69,78	−2,30	−106,96	58,98	
6-31G+(d,p)	−17,96	−175,17	82,41	5,523	−117,94	73,11	
cc-pvdz	−26,37	156,84	63,49	−1,37	−103,99	58,22	

В табл. 1 показано, что функционал, учитывающий дисперсионные взаимодействия $\omega\text{B97X-D}$, обеспечивает наименьшую погрешность в расчете энтальпии адсорбции, при этом величины, полученные функционалом PBE значительно отличаются от экспериментальных данных ($39,23...53,22\text{ кДж/моль}$) как по величине энтальпии адсорбции, так и по тепловому эффекту. Кроме того, в работе также показана эффективность применения этого функционала [20] для описания дисперсионных взаимодействий при расчете энергии адсорбции и энергии активации как углеводородных, так и неуглеводородных компонентов с использованием базисов (6-31-G*, 6-31+G**). Расчеты, выполненные на уровнях $\omega\text{B97X-D/6-31G}^*$ и $\omega\text{B97X-D/6-31+G}^{**}$, были близки к экспериментальным значениям теплот адсорбции метана, этана, пропана и бутана. Однако при аналогичных расчетах, проведенных с B3LYP/6-31G*, теплота адсорбции существенно ниже, чем рассчитанная с использованием $\omega\text{B97X-D/6-31G}^*$ и наблюдаемая экспериментально. Хотя значения активационных барьеров, получен-

ные при использовании $\omega\text{B97X-D/6-31G}^*$ и $\omega\text{B97X-D/6-31+G}^{**}$, примерно на $5...6\text{ ккал/моль}$ ниже экспериментально наблюдаемых, точность расчетов выше относительно расчетов, выполненных на уровне B3LYP/6-31G*, которые, как правило, завышают активационные барьеры примерно на 10 ккал/моль .

Расчет термодинамических параметров адсорбции углеводородов на кислотных центрах Льюиса и Брэнстеда

Следующим этапом стал расчет термодинамических и кинетических параметров реакций каталитического крекинга с участием кислотного центра катализатора. При гетерогенном катализе реагенты и катализатор находятся в разных фазах, реакция происходит на поверхности раздела фаз. Рассматриваемые реакции разделены на несколько стадий – адсорбция, образование карбкатиона, крекинг. Для предельных углеводородов рассмотрены реакции с участием кислотного центра Льюиса с отщеплением гидрид-иона и образованием карбкатионов. Реакции крекинга не-предельных углеводородов рассмотрены на примере

реакций с участием кислотного центра Брёнстеда при протонировании молекулы олефина.

Первым этапом стала оптимизация и расчет структуры кислотных центров Брёнстеда и Льюиса,

молекул реагентов и продуктов стадии адсорбции. Для исключения взаимодействия молекул с кислотным центром катализатора расстояние олефина от кислотного центра для реагента задано 3,5 Å.

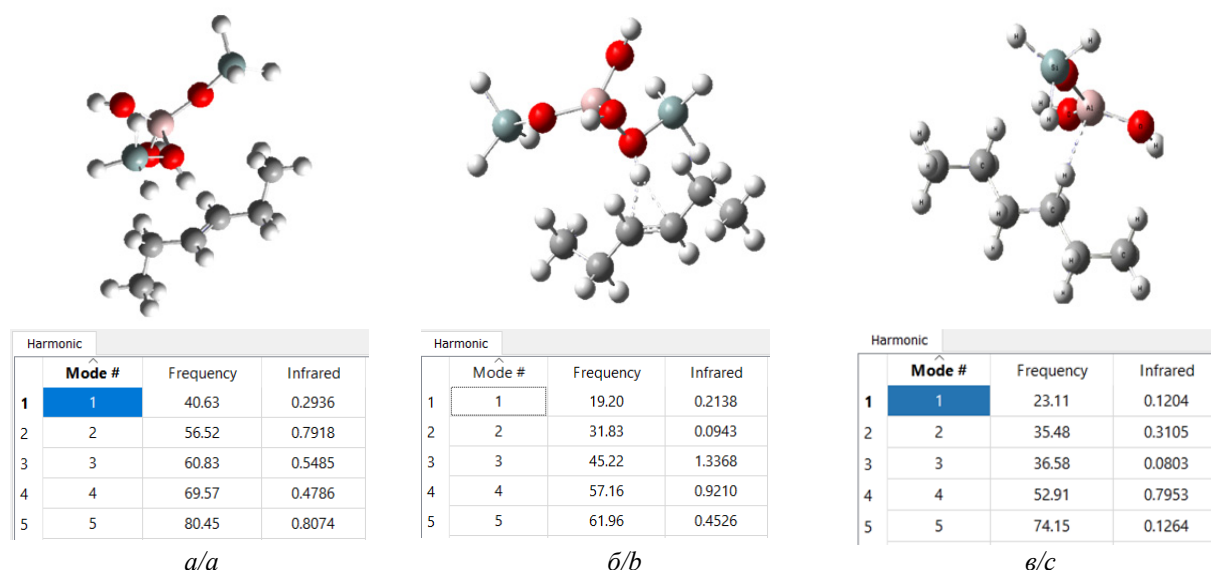


Рис. 5. Оптимизированные структуры реагентов (а) и продуктов стадии адсорбции на кислотном центре Брёнстеда (б) и Льюиса (в)

Fig. 5. Optimized structures of reagents (a) and products of adsorption stage on Brønsted (b) and Lewis (c) acid site

Для полной оптимизации были заданы следующие параметры: wb97xd/6-31g(d, p), температура 798 K. Колебательные частоты являются важным критерием устойчивости молекулы и характеристикой точки поверхности потенциальной энергии (ППЭ). Структуры молекул соответствуют локальному минимуму ППЭ, поскольку значения всех частот колебаний положительные. Длина связи в адсорбированном комплексе до соответствующих атомов составила 2,12582 и 2,1508 Å, длина связи составила 0,98098 Å при адсорбции на кислотном центре Брёнстеда и 0,22532 Å при адсорбции на кислотном центре Льюиса.

В табл. 2 показаны термодинамические параметры стадии адсорбции углеводородов на кислотных центрах Льюиса и Брёнстеда. Согласно полученным результатам, теплота адсорбции при крекинге алкенов и алканов возрастает при увеличении числа атомов углерода в молекуле, что соответствует теоретическим данным. В рабо-

те [21] установлено, что теплота адсорбции алканов и нафтенос очень близки при условии одинакового количества атомов углерода в молекуле, при адсорбции олефинов теплота адсорбции увеличивается примерно на 40 кДж по сравнению с алканами. Теплота адсорбции н-алканов на цеолитах линейно увеличивается с длиной цепи углеводорода, указывая на то, что теплота адсорбции обусловлена ван-дер-ваальсовыми взаимодействиями углеводорода с поверхностью цеолита. Полученные термодинамические параметры позволили определить константу адсорбционного равновесия, которая характеризует энергию взаимодействия адсорбата с адсорбентом. Константы адсорбции уменьшаются с увеличением температуры реакции, что соответствует экзотермическим процессам. Полученные значения будут использованы при разработке математической модели гетерогенного процесса с учетом стадии адсорбции углеводородов на кислотных центрах катализатора.

Таблица 2. Термодинамические параметры адсорбции углеводородов на кислотных центрах Льюиса (L) и Брёнстеда (B) при температуре 768...848 K

Table 2. Thermodynamic parameters of hydrocarbons adsorption on Lewis (L) and Brønsted (B) acid sites at 768...848 K

Кислотный центр: углеводород Acid site: hydrocarbon	$\Delta H_{\text{адс}}$, кДж/моль $\Delta H_{\text{адс}}$, kJ/mol	$\Delta G_{\text{адс}}$, кДж/моль $\Delta G_{\text{адс}}$, kJ/mol	$\Delta S_{\text{адс}}$, Дж/моль $\Delta S_{\text{адс}}$, J/mol	$K_{\text{адс}}/K_{\text{адс}}$
L: C ₄ H ₁₀	-(23,51...25,33)	85,166...88,99	-(141,51...134,83)	(5,67...3,29)·10 ⁻⁶
B: C ₆ H ₁₄	-(19,58...18,32)	90,78...103,08	-(143,70...143,17)	(6,70...4,47)·10 ⁻⁷
B: C ₈ H ₁₆	-(36,69...35,512)	86,30...96,67	-(160,14...155,88)	(1,35...1,11)·10 ⁻⁶
L: i-C ₆ H ₁₄	-(31,17...24,83)	77,92...103,69	-(142,05...151,56)	(5,01...4,1)·10 ⁻⁷
L: i-C ₁₀ H ₂₂	-(34,77...24,41)	92,45...109,91	-(165,66...158,39)	(5,15...1,70)·10 ⁻⁷
L: C ₁₀ H ₂₂	-(30,0...30,39)	101,05...108,52	-(170,64...163,81)	(1,34...2,07)·10 ⁻⁷
B: C ₁₀ H ₂₂	-(16,44...15,2)	91,92...102,66	-(141,09...138,99)	(5,59...4,74)·10 ⁻⁷
L: C ₁₆ H ₃₄	-(41,038...28,42)	97,34...107,99	-(180,18...160,86)	(2,40...2,23)·10 ⁻⁷
L: C ₃ H ₇ -C ₄ H ₉ S	-(30,37...23,93)	75,23...96,67	-(137,51...142,21)	(7,64...1,11)·10 ⁻⁶
B: C ₆ H ₁₃ -C ₈ H ₆ S	-(46,22...45,04)	62,55...74,91	-(141,63...141,44)	(5,56...2,4)·10 ⁻⁵
B: C ₁₂ H ₈ S	-(36,23...34,91)	(57,54...67,39)	(122,01...120,64)	(12,2...7,06)·10 ⁻⁵

Расчет термодинамических параметров реакции крекинга алканов и олефинов с участием кислотных центров катализатора

Далее была выбрана начальная геометрия молекулы близкой к структуре переходного состояния через образование алкоксида [16]. Для кислотного центра Льюиса структура переходного состояния выбрана на основании механизма процесса [22] при отрыве гидрид-иона от молекулы алкана (рис. 6).

На стадии образования карбкатиона из адсорбированной структуры разрываемые связи были удлинены на 70 % от нормальной длины связей, а межатомные расстояния, соответствующие образуемым в ходе реакции связям, приближались к удлинённым значениям этих связей. Поскольку в работе рассматривается реакция крекинга как бимолекулярная, адсорбированная структура представляет собой оптимизированный предреакционный комплекс. Далее был выполнен расчет частот и оптимизация геометрии.

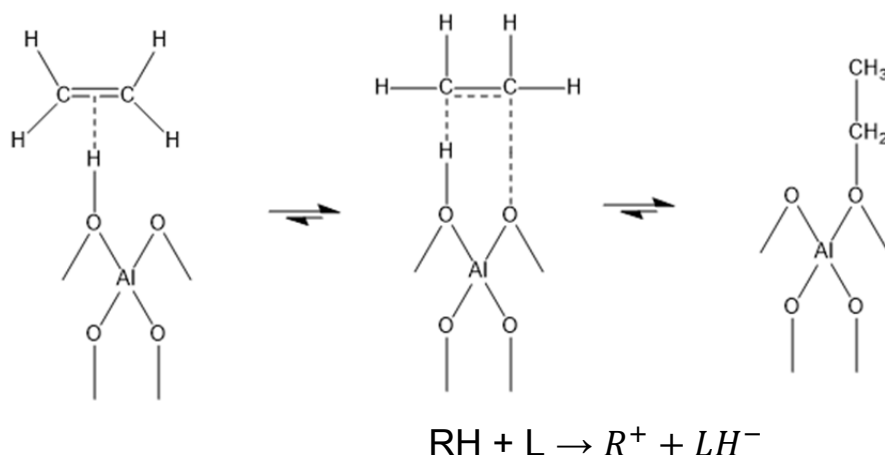


Рис. 6. Схемы протонирования алкена и отрыва гидрид-иона от молекулы алкана на кислотных центрах Брёнстеда и Льюиса

Fig. 6. Schemes of alkene protonation and hydride ion abstraction from an alkane on Brønsted and Lewis acid sites

Согласно рис. 7, для кислотных центров Брёнстеда и Льюиса присутствует одна мнимая частота и форма колебания соответствует направлению образования карбкатионов. Переходное состояние, или седловая точка, – это точка ППЭ, в которой градиент энергии равен нулю (так называемая стационарная точка ППЭ), а среди колебательных частот присутствует одна мнимая частота колебания. Далее, поскольку определенная

структура соответствует критериям переходного состояния, выполнена оптимизация переходного состояния методом следования по собственному вектору. Длина связи C-H в переходном состоянии на центре Льюиса увеличилась с 1,10432 до 2,20991 Å, а связи Al-H уменьшилась с 2,33532 до 1,63872 Å, что соответствует переходу гидрид-иона от углеводорода к поверхности катализатора.

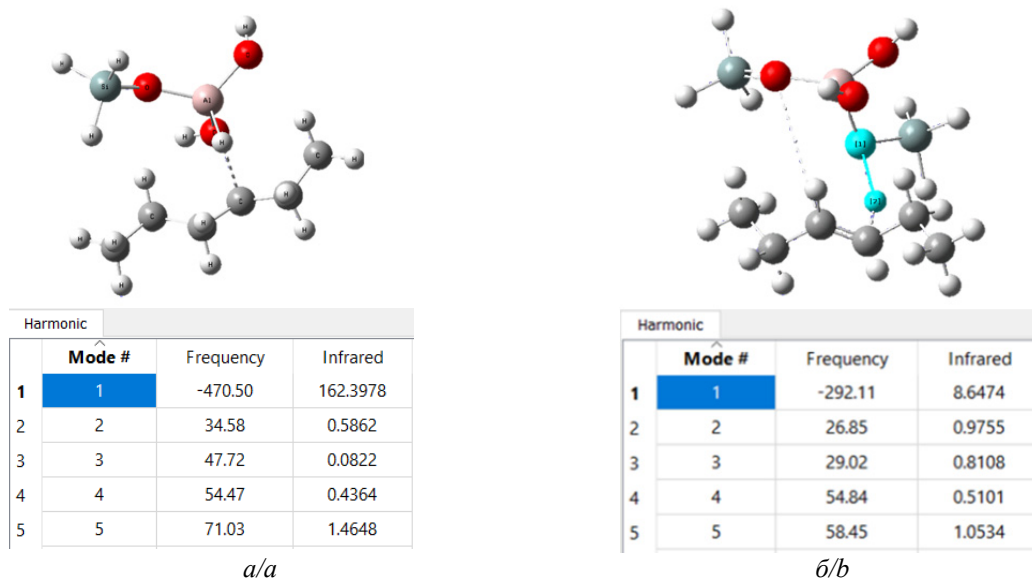


Рис. 7. Переходное состояние на кислотных центрах Льюиса (а) и Брёнстеда (б)

Fig. 7. Transition state on the Lewis (a) and Brønsted (b) acid sites

Структуры, соответствующие локальному минимуму при образовании карбокатиона на центрах Льюиса и Брэнстеда, представлены на рис. 8, а, б.

Следующим этапом численных исследований стал расчет переходного состояния, образующегося при крекинге гексана в ∞ -положении (TS2) с образованием эти-

лена и карбокатиона на центре Льюиса (рис. 9). Переходное состояние также характеризуется наличием одной мнимой частоты колебания, соответствующей по направлению изучаемым превращениям. Расстояние от карбокатиона до этилена при оптимизации TS2 составило 3,96826 Å, длина связи Al-H – 1,64327 Å и C-H – 2,15879 Å.

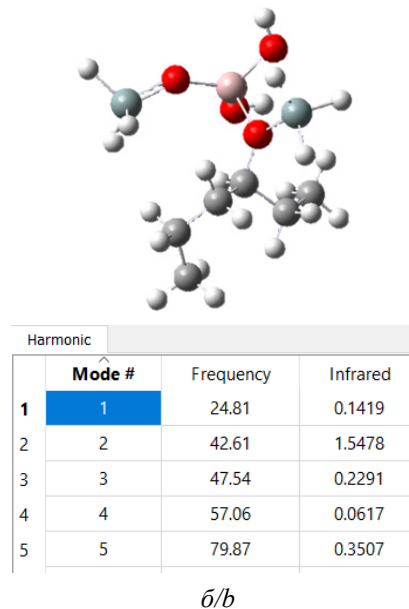
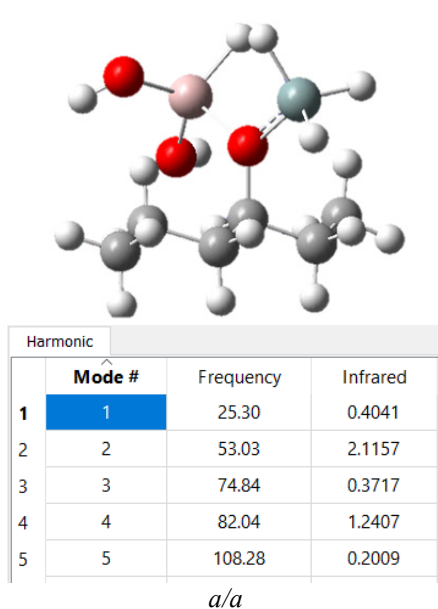


Рис. 8. Структуры, соответствующие локальному минимуму при образовании карбокатиона на центре Льюиса (а) и Брэнстеда (б)

Fig. 8. Local minimum during the formation of a carbocation on the Lewis (a) and Brønsted (b) acid sites

Далее выполнен расчет десорбции и обрыва цепи при присоединении протона к молекуле углеводорода. Последняя стадия характеризуется отсутствием мнимых частот колебания, что говорит о том, что структуры соответствует локальному минимуму. TS 3 расстояние от кислотного центра Льюиса до бутана составило 3Å. При протонировании кислотного центра Брэнстеда длина связи O-H увеличилась с 0,98098 до 1,86466 Å, длина связи C-H уменьшилась с 2,15008 до 1,15581 Å, что соответствует переходу протона к молекуле гексена.

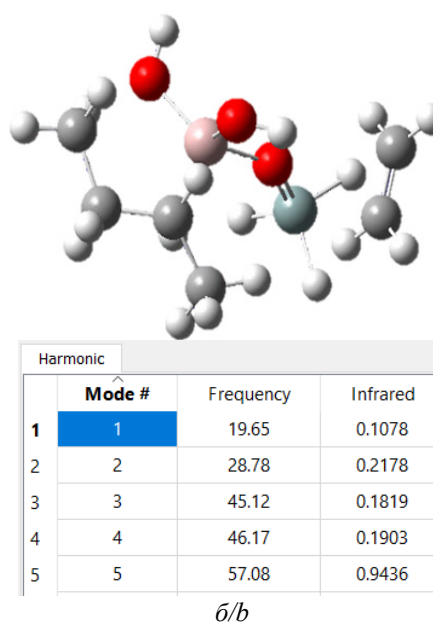
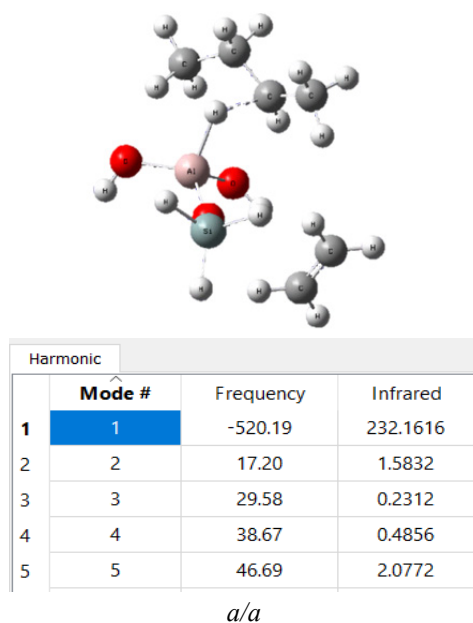


Рис. 9. Структуры, соответствующие переходному состоянию при крекинге алкана на кислотном центре Льюиса (а) и локальному минимуму (б)

Fig. 9. Transition state of alkane cracking on Lewis acid site (a) and the local minimum (b)

В табл. 3 представлены термодинамические и кинетические параметры образования переходных состояний в соответствии со схемой превращения гексана и гексена на кислотных центрах Льюиса и Брэнстеда.

Табл. 3. Термодинамические и кинетические параметры реакции крекинга углеводородов с участием кислотных центров Льюиса и Брэнстеда

Table 3. Thermodynamic and kinetic parameters of the hydrocarbons cracking on Lewis and Brønsted acid sites

Углеводород (кислотный центр) Hydrocarbon (acid site)	Стадия Stage	$\Delta H_{798}^\ddagger$	$\Delta G_{798}^\ddagger$	$\Delta S_{798}^\ddagger$	E_a , кДж/моль kJ/mol	k_0
		кДж/моль/kJ/mol				
Гексан (центр Льюиса) Hexane (Lewis acid site)	TS1	274,6	411,9	-178,8	281,3	$2,8 \cdot 10^{11}$
	TS2	286,03	232,65	26,3	277,2	$2,3 \cdot 10^{14}$
Изогексан (центр Льюиса) Izohexane (Lewis acid site)	TS1	230,99	247,47	-86,6	257,6	$2,09 \cdot 10^{12}$
Октан (центр Льюиса) Octane (Lewis acid site)	TS1	272,60	438,80	-208,25	279,2	$1,44 \cdot 10^4$
Декан (центр Льюиса) Decane (Lewis acid site)	TS1	271,2	441,13	-212,85	277,9	$9,1 \cdot 10^3$
Гексен (центр Брёнстеда) Hexene (Bronsted acid site)	TS1	69,95	130,30	-13,79	76,59	$4,18 \cdot 10^{12}$

Полученные результаты показали, что при крекинге гексана на кислотном центре Льюиса реакция лимитируется стадией образования карбениевого иона (281,3 и 277,2 кДж/моль для реакции образования гексил-2-катиона и крекинга соответственно). Энергия активации алканов C_8 – C_{10} нормального строения на кислотном центре Льюиса с образованием карбкатионов составила 279,2...277,9 кДж/моль, при этом образование 2-метилпентил-2-катиона из изогексана энергетически более выгодно (257,6 кДж/моль). Наиболее энергетически выгодным является образование карбкатиона из гексена на кислотных центрах Брэнстеда при протонировании молекулы (76,59 кДж/моль). Эти значения были сопоставлены со справочными данными [2] для реакций крекинга гексана и гексена. Определено, что хотя изменение энергии Гиббса реакции крекинга гексана без участия кислотного центра катализатора более отрицательно (–32,42 кДж/моль), чем при крекинге гексена (–29,23 кДж/моль), полученные результаты с участием кислотных центров катализатора показали, что гексен значительно более реакционноспособен ($\Delta G_{798}^\ddagger=130,3$ кДж/моль, $E_a=76,6$ кДж/моль) и характеризуется более низкими значениями энергии активации.

Таким образом, полученные результаты показали, что образование карбкатиона из алкена энергетически более выгодно, что согласуется с закономерностями процесса и экспериментальной реакционной способностью углеводородов в реакциях крекинга на кислотных катализаторах [22, 24, 25]. Высокие значения энергий активации, полученные при кватновом химическом моделировании реакций крекинга алканов на кислотных центрах Льюиса, указывают на то, что углеводороды крекируются по механизму протолитического крекинга. Согласно литературным данным, величина энергии активации при крекинге гексана на цеолитах составляет 95...189 кДж/моль. Поэтому следующим этапом работы станет расчет кинетических параметров стадий каталитического крекинга высокомолекулярных углеводородов в соответствии с различными механизмами их активации, включая протолитический крекинг.

При расчете энергий активации учтено, что наблюдаемая энергия активации представляет собой сумму собственной энергии активации и теплоты адсорбции углеводорода [23].

Заключение

Термодинамические и кинетические параметры реакций каталитического крекинга углеводородов установлены с использованием методов молекулярного моделирования, а именно квантовой химии. Сравнение экспериментальных и расчетных ИК-спектров молекул, полученных с использованием различных функционалов и базисов (PBE, ω B97X-D, 6-31-G, 6-31-G+, cc-PVDZ и 6-31-G(d, p), а также справочных данных, показали наилучшую сходимость при использовании функционала ω B97X-D, учитывающего дисперсионные взаимодействия, и базиса 6-31-G(d, p). Кроме того, полученные величины теплот адсорбции при крекинге гексана при использовании указанного функционала и базиса близки к экспериментальным значениям.

Структуры кислотных центров Льюиса и Брэнстеда были воспроизведены, и оптимизирована молекулярная геометрия реагентов и продуктов реакций с использованием специализированной программы Gaussian09W. Определены величины теплот адсорбции углеводородов с длиной цепи C_4 – C_{16} на кислотных центрах катализатора и типовых сернистых соединений тиофенового ряда, которые возрастают при увеличении числа атомов углерода в молекуле. Оценена энергия взаимодействия углеводородов с элементарным кислотным центром катализатора по величинам констант адсорбционного равновесия, которые уменьшаются с увеличением температуры реакции, что соответствует теоретическим данным.

Оптимизация и расчет переходного состояния углеводородов нормального и изо-строения показали, что каталитический крекинг углеводородов на кислотном центре Льюиса лимитируется стадией образования карбкатиона ($E_{aTS1}=281,3$ кДж/моль и $E_{aTS2}=277,2$ кДж/моль). Установлено, что энергия активации алканов C_6 – C_{10} нормального строения на кислотном центре Льюиса с образованием карбкатиона составила 281,3...277,9 кДж/моль, при этом образование карбкатиона из изогексана энергетически более выгодно (257,6 кДж/моль). Наиболее низкой энергией активации характеризуется стадия образования карбкатиона

из гексена на кислотных центрах Брэнстеда при протонировании молекулы (76,6 кДж/моль), следовательно, образование карбкатиона из алкена является энергетически более выгодным.

Таким образом, выбранный уровень теории при проведении квантово-химических расчетов каталитического крекинга углеводородов с участием кислотных центров катализатора позволил получить результаты, которые согласуются с закономерностями процесса и экспериментальной реакционной способностью углеводородов в реакциях крекинга на кислотных катали-

заторах. Результаты работы будут использованы при создании математической модели гетерогенного процесса на основе уравнений Лэнгмюра–Хиншельвуда с учетом стадии адсорбции. Следующим этапом работы станет расчет кинетических параметров стадий каталитического крекинга высокомолекулярных углеводородов на кислотных центрах Льюиса и Брэнстеда в соответствии с различными механизмами их активации.

Исследование выполнено при поддержке гранта РНФ № 22-79-00238.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Moustafa T.M., Froment G.F. Kinetic modeling of coke formation and deactivation in the catalytic cracking of vacuum gas oil // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. – 2003. – V. 42. – № 1. – P. 14–25.
2. Игнатов С.К. Квантово-химическое моделирование атомно-молекулярных процессов: учеб. пособие – Нижний Новгород: Нижегородский гос. Университет им. Н.И. Лобачевского, 2019. – 94 с.
3. Multiscale exploration of hydrocarbon adsorption and hopping through ZSM-5 channels – from Monte Carlo modelling to experiment / M. Strzemppek, K.A. Tarach, K. Góra-Marek, F. Rey, M. Palomino, S. Valencia, W. Piskorz // *Physical Chemistry Chemical Physics*. – 2021. – V. 23. – P. 2981–2990.
4. Eder F., Lercher J. Alkane sorption in molecular sieves: the contribution of ordering, intermolecular interactions, and sorption on Brønsted acid sites // *Zeolites*. – 1997. – V. 18. – P. 75–81.
5. Bucko T., Benco L., Hafner J. Manomolecular cracking of propane over acidic chabazite: An ab initio molecular dynamics and transition path sampling study // *Journal of catalysis*. – 2011. – V. 279. – P. 220–228.
6. Prediction of Molecular Distribution and Temperature Profile of FCC Process through Molecular-Level Kinetic Modeling / Zhengyu Chen, Gang Wang, Suoqi Zhao, Linzhou Zhang // *Chemical Engineering Science*. – 2022. – V. 264. – P. 118189.
7. Adsorption and dehydrogenation of C2-C6n-alkanes over a Pt catalyst: a theoretical study on the size effects of alkane molecules and Pt substrates / X. Ding, D. Xuefei, Z. Houyu, R. Hao, L. Dongyuan, Y. Zehua, S. Naiyou, G. Wenyue // *Physical Chemistry Chemical Physics*. – 2020. – V. 22. – № 38. – P. 21835–21843.
8. Structural Studies of Aluminated form of Zeolites–EXAFS and XRD Experiment, STEM Micrography, and DFT Modelling / G. Jajko, P. Kozura, M. Strzemppek, P. Indyka, M. Zajac, S. Witkowski, W. Piskorz // *Molecules*. – 2021. – V. 26. – № 12. – P. 3566.
9. Theoretical simulation of n-alkane cracking on zeolites / J.A. Swisher, N. Hansen, T. Maesen, F.J. Keil, B. Smit, A.T. Bell // *The Journal of Physical Chemistry*. – 2010. – V. 114. – № 22. – P. 10229–10239.
10. Давидова Е.И. Расчет колебательного спектра молекулы тиофена // *Известия Тимирязевской сельскохозяйственной академии*. – 1987. – № 3. – С. 187–191.
11. Бобкова Т.В. Превращения углеводородов в присутствии азотистых соединений различных классов в процессе каталитического крекинга: автореф. дис.... канд. хим. наук. – Омск, 2019. – 109 с.
12. Szymansky H.A., Stamires D.N., Lynch G.R. Infrared spectra of water sorbed on synthetic zeolites // *Journal of the Optical Society of America*. – 1960. – V. 50. – P. 1323–1328.
13. Восмерилов А.А. Закономерности формирования активных центров Zn-содержащих цеолитных катализаторов и их роль в процессе превращения легких углеводородов: дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2021. – 23 с.
14. Коваль Л.М., Коробицына Л.Л., Восмерилов А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск: Том. гос. ун-т, 2001. – № 20. – 50 с.
15. Синтез, физико-химические и каталитические свойства СВК-цеолитов / Л.М. Величина, Л.Л. Коробицына, А.В. Восмерилов, В.И. Радомская // *Журнал физической химии*. – 2007. – Т. 81. – № 10. – С. 1814–1819.
16. Казанский В.Б. Теория брэнстедовской кислотности кристаллических и аморфных алюмосиликатов: кластерные квантово-химические модели и ИК спектры // *Кинетика и катализ*. – 1982. – Т. 23. – № 6. – С. 1334–1348.
17. DFT Investigation of alkoxide formation from olefins in H-ZSM-5 / B.A. Yogesh, V. Joshi, W.N. Delgass, K.T. Thomson // *Journal of Physical Chemistry B*. – 2003. – V. 107. – P. 10476–10487.
18. Плюснина И.И. Инфракрасные спектры силикатов. – М.: Изд-во МГУ, 1977. – 456 с.
19. Fourier transform infrared and inelastic neutron scattering study of HY zeolites / W.P.J.H. Jacobs, H. Jobic, J.H.M.C. van Wolput, R.A. van Santen // *Zeolites*. – 1992. – V. 12. – № 3. – P. 315–319.
20. Zimmerman P.M., Head-Gordon M., Bell A.T. Selection and validation of charge and Lennard-Jones parameters for QM/MM simulations of hydrocarbon interactions with zeolites // *Journal of Chemical Theory and Computation*. – 2011. – V. 7. – № 6. – P. 1695–1703.
21. Corma A., Ortega F.J. Influence of adsorption parameters on catalytic cracking and catalyst decay // *Journal of Catalysis*. – 2005. – V. 233. – № 2. – P. 257–265.
22. Войцеховский Б.В., Корма А. Каталитический крекинг, катализаторы, химия, кинетика / пер. с англ. О.Ю. Песина / под ред. Н.С. Печуро. – М.: Химия, 1990. – 152 с.
23. Haag W.O. Catalysis by zeolites // *Science and Technology*. – 1994. – V. 84. – P. 1375–1395.
24. Сталл Д., Вестрам Э., Зинке Г. Химическая термодинамика органических соединений. – М.: Мир, 1971. – 806 с.
25. Combined density functional theory and Monte Carlo analysis of monomolecular cracking of light alkanes over H-ZSM-5 / D.C. Tranca, N. Hansen, J.A. Swisher, B. Smit, F.J. Keil // *Journal of Physical Chemistry*. – 2012. – № 116. – P. 23408–23417.

Поступила: 03.05.2023 г.

Прошла рецензирование: 12.05.2023 г.

Информация об авторах

Назарова Г.Ю., кандидат технических наук, доцент отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

Ивашкина Е.Н., доктор технических наук, профессор отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

Мальцев В.В., студент отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

UDC 66.09

CALCULATION OF THERMODYNAMIC AND KINETIC PARAMETERS OF CATALYTIC CRACKING REACTIONS ON LEWIS AND BRØNSTED ACID SITES

Galina Y. Nazarova¹,
silko@tpu.ru

Elena N. Ivashkina¹,
ivashkinaen@tpu.ru

Vladislav V. Maltsev¹,
vvm63@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 635050, Russia.

The relevance of the research is caused by the emerging necessity of developing a mathematical model to optimize the heterogeneous process of catalytic cracking. This tools should take into account both the chemical transformations of a wide range of hydrocarbon groups (different feedstock types), as well as the stages of adsorption, reactants diffusion, conversion of hydrocarbons on the catalyst surface, acid characteristics and pore size of the catalysts. The study of the hydrocarbon conversion patterns on Lewis or Brønsted acid sites using quantum-chemical modeling methods allow us to quantify the thermodynamic parameters of reactants adsorption, the kinetic parameters of carbocations formation and cracking on acid sites. These results are necessary to develop a mathematical model based on the heterogeneous catalytic reaction mechanism.

The aim of this work is to identify the level of quantum chemical theory and to determine the thermodynamic and kinetic parameters of reactants adsorption, carbenium ions formation and hydrocarbons cracking on Lewis and Brønsted acid sites.

Methods: quantum-chemical modeling methods to optimize the molecular geometry of reactants and products of catalytic cracking reactions, calculate vibrational frequencies, thermodynamic parameters of adsorption and catalytic cracking of hydrocarbons and heteroatomic compounds with the participation of Brønsted and Lewis acid sites.

Results. The chosen level of quantum-chemical theory allowed obtaining the results that are consistent with the laws of the process and the experimental reactivity of hydrocarbons in cracking reactions on acid catalysts. The thermodynamic parameters of the adsorption of C₆–C₁₆ hydrocarbons and thiophenes on Lewis and Brønsted acid sites were identified. We found that during the cracking of n-hexane on the Lewis acid site, the reaction is limited by the carbenium ion formation stage. The activation energy of this stage was 281,3 kJ/mol whereas the value for the cracking stage was 277,2 kJ/mol. Further study shows that the activation energy of carbenium ion formation from izohexane and C₈–C₁₀ alkanes with normal structure on the Lewis acid site was 257,6 and 279,2...277,9 kJ/mol. The most energetically favorable is the formation of carbocation from hexene at Brønsted acid sites (76,59 kJ/mol). The results of the work will be used to create a mathematical model of a heterogeneous process based on the Langmuir–Hinshelwood equations.

Key words:

catalytic cracking, thermodynamics, adsorption, activation energy, acid sites, quantum-chemical modelling.

This research was supported by the Russian Science Foundation, Project no. 22-79-00238.

REFERENCES

1. Moustafa T.M., Froment G.F. Kinetic modeling of coke formation and deactivation in the catalytic cracking of vacuum gas oil. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2003, vol. 42, no. 1, pp. 14–25.
2. Ignatov S.K. *Kvantovo-khimicheskoe modelirovanie atomno-molekulyarnykh protsessov* [Quantum chemical modelling of molecular processes]. Nizhny Novgorod, Nizhny Novgorod State University named after N.I. Lobachevskiy Publ., 2019. 94 p.
3. Strzempek M., Tarach K.A., Góra-Marek K., Rey F., Palomino M., Valencia S., Piskorz W. Multiscale exploration of hydrocarbon adsorption and hopping through ZSM-5 channels – from Monte Carlo modelling to experiment. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 2021, vol. 23, pp. 2981–2990.
4. Eder F., Lercher J. Alkane sorption in molecular sieves: the contribution of ordering, intermolecular interactions, and sorption on Brønsted acid sites. *Zeolites*, 1997, vol. 18, pp. 75–81.
5. Bucko T., Benco L., Hafner J. Manomolecular cracking of propane over acidic chabazite: An ab initio molecular dynamics and transition path sampling study. *Journal of catalysis*, 2011, vol. 279, pp. 220–228.
6. Zhengyu Chen, Gang Wang, Suoqi Zhao, Linzhou Zhang. Prediction of molecular distribution and temperature profile of FCC process through molecular-level kinetic modeling. *Chemical Engineering Science*, 2022, vol. 264, pp. 118189.
7. Ding X., Xuefei D., Houyu Z., Hao R., Dongyuan L., Zehua Y., Naiyou S., Wenyue G. Adsorption and dehydrogenation of C₂–C₆ n-alkanes over a Pt catalyst: a theoretical study on the size effects of alkane molecules and Pt substrates. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 2020, vol. 22, no. 38, pp. 21835–21843.
8. Jajko G., Kozyra P., Strzempek M., Indyka P., Zajac M., Witkowski S., Piskorz W. Structural Studies of aluminated form of zeolites – EXAFS and XRD experiment, STEM micrography, and DFT modelling. *Molecules*, 2021, vol. 26, no. 12, pp. 3566.
9. Swisher J.A., Hansen N., Maesen T., Keil F. J., Smit B., Bell A.T. Theoretical simulation of n-alkane cracking on zeolites. *The Journal of Physical Chemistry*, 2010, vol. 114, no. 22, pp. 10229–10239.
10. Davidova E.I. Calculating of the oscillation spectrum of the thiophene molecule. *Izvestiya of Timiryazev Agricultural Academy*, 1987, no. 3, pp. 187–191. In Rus.
11. Bobkova T.V. *Prevrashcheniya uglevodorodov v prisutstvii azotistykh soedineniy razlichnykh klassov v protsesse kataliticheskogo krekinga*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Conversion of hydrocarbons in the presence of nitrogen compounds of different classes in catalytic cracking. Cand. Dis. Abstract]. Omsk, 2019. 109 p.
12. Szymansky H.A., Stamires D.N., Lynch G.R. Infrared spectra of water sorbed on synthetic zeolites. *Journal of the Optical Society of America*, 1960, vol. 50, pp. 1323–1328.

13. Vosmerikov A.A. *Zakonomernosti formirovaniya aktivnykh tsentrov Zn-soderzhashchikh tseolitykh katalizatorov i ikh rol v protsesse prevrashcheniya legkikh uglevodorodov*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Patterns of formation of active Zn-containing zeolite catalyst centers and their role in transformation of light hydrocarbons. Cand. Dis. Abstract]. Tomsk, 2021. 23 p.
14. Koval L.M., Kolobicina L.L., Vosmerikov A.V. *Sintez, fiziko-khimicheskie i kataliticheskie svoystva vysokokremnezemnykh tseolityv* [Synthesis, physico-chemical and catalytic properties of high-belt zeolites]. Tomsk, Tomsk State University Publ., 2001. No. 20, 50 p.
15. Velichkina L.M., Korobicina L.L., Vosmerikov A.V., Radomskaya V.I. Synthesis, physico-chemical and catalytic properties of zeolites. *The Journal of Physical Chemistry*, 2007, vol. 81, no. 10, pp. 1814–1819. In Rus.
16. Kazanskiy V.B. Theory of Brensted's acidity of crystal and amorphous aluminosilicates: cluster quantum-chemical models and IR spectra. *Kinetics and Catalysis*, 1982, vol. 23, no. 6, pp. 1334–1348. In Rus.
17. Yogesh B.A., Joshi V., Delgass W.N., Thomson K.T. DFT Investigation of alkoxide formation from olefins in H-ZSM-5. *Journal of Physical Chemistry B*, 2003, vol. 107, pp. 10476–10487.
18. Plusina I.I. *Infrakrasnye spektry silikatov* [Infrared spectroscopy of silicates]. Moscow, Moscow University Publ., 1977. 456 p.
19. Jacobs W.P.J.H., Jobic H., Van Wolput J.H.M.C., Van Santen R.A. Fourier transform infrared and inelastic neutron scattering study of HY zeolites. *Zeolites*, 1992, vol. 12, no. 3, pp. 315–319.
20. Zimmerman P.M., Head-Gordon M., Bell A.T. Selection and validation of charge and Lennard-Jones parameters for QM/MM simulations of hydrocarbon interactions with zeolites. *Journal of Chemical Theory and Computation*, 2011, vol. 7, no. 6, pp. 1695–1703.
21. Corma A., Ortega F.J. Influence of adsorption parameters on catalytic cracking and catalyst decay. *Journal of Catalysis*, 2005, vol. 233, no. 2, pp. 257–265.
22. Wojciechowski B.W., Corma A. *Catalytic cracking, catalysts, chemistry, kinetics*. New York, M. Dekker, 1986. 236 p.
23. Haag W.O. Catalysis by zeolites. *Science and Technology*, 1994, vol. 84, pp. 1375–1395.
24. Stull D.R. *The chemical thermodynamics of organic compounds*. Wiley, New York, 1969. 865 p.
25. Tranca D.C., Hansen N., Swisher J.A., Smit B., Keil F.J. Combined density functional theory and Monte Carlo analysis of monomolecular cracking of light alkanes over H-ZSM-5. *Journal of Physical Chemistry*, 2012, no. 116, pp. 23408–23417.

Received: 3 May 2023.

Reviewed: 12 May 2023.

Information about the authors

Galina Y. Nazarova, Cand. Sc., assistant professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Elena N. Ivashkina, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vladislav V. Maltsev, student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректура и перевод на английский язык *С.В. Жаркова*
Дизайн обложки *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива
Валерия Касаткина

Руководство для авторов и образец оформления статьи: izvestiya.tpu.ru

Подписано к печати 28.07.2023. Дата выхода журнала: 31.07.2023.
Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 26,29. Уч.-изд. л. 23,78.
Заказ 202-23. Тираж 500 экз. Цена свободная.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Адрес учредителя, редакции, издателя, типографии:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, каб. 139.