

**ИЗВЕСТИЯ  
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА  
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 330, № 11, 2019

# ИЗВЕСТИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ

## Редакционная коллегия

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)  
Рихванов Л.П., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)  
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)  
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)  
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)  
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Белозеров В.Б., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)  
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Уленев О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)  
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)  
Тойпель У., Dsc (Германия)  
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)  
Ильин А.П., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
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)  
Зиятдинов 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)  
Кириянова Л.Г., выпуск. редактор, канд. филос. 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, 2019

## 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

Пятилетний импакт-фактор РИНЦ за 2015 г. – 0,339  
(без самоцитирования – 0,287)

«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](http://www.elibrary.ru), [scholar.google.com](http://scholar.google.com)

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

Volume 330, № 11, 2019

# BULLETIN OF THE TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY. GEO ASSETS ENGINEERING

## Editorial Board

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)  
 Rikhvanov L.P., Dr. Sc. (Russia)  
 Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)  
 Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)  
 Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)  
 Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)  
 Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)  
 Belozerov V.B., Dr. Sc. (Russia)  
 Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)  
 Silkin V.M., PhD (Spain)  
 Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)  
 Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)  
 Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)  
 Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)  
 Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)  
 Teipel U., Dsc (Germany)  
 Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)  
 Ilyin A.P., Dr. Sc. (Russia)  
 Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)  
 Hanjalic K., Dsc (Netherlands)  
 Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)  
 Alekseenko S.V., Dr. Sc. (Russia)  
 Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)  
 Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)  
 Rui D., PhD (Portugal)  
 Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)  
 Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)  
 Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)  
 Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)  
 Lotov V.A., Dr. Sc. (Russia)  
 Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)  
 Bouznic 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)  
 Kiryanova L.G., managing editor, Cand. 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;
- Geo Assets Transportation;
- Geo Assets Deep processing;
- Energy-efficient production and conversion of energy based on Geo Assets;
- Safe disposal of Geo Assets and questions Geoecology;
- Geo-engineering of Eurasia and marginal sea.

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 2 potential reviewers who are familiar with the research focus of the article. Final decision on any paper is made by the Editor in Chief.

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

The publication of manuscripts is free of charge.

The journal is on open access on  
[www.elibrary.ru](http://www.elibrary.ru), [scholar.google.com](http://scholar.google.com).

## СОДЕРЖАНИЕ

## CONTENTS

- |   |   |
|---|---|
| <p><b>Термодинамическое моделирование распределения РЗЭ+Y по формам в охлаждающихся богатых сульфатной серой флюидах</b><br/>             Широносова Г.П., Прокопьев И.Р.</p> <p><b>Природные опасности на участке магистрального водовода в Центральной Якутии, вызванные техногенной термоэрозией и термокарстом</b><br/>             Сальва А.М.</p> <p><b>Влияние сферичности земли на результаты аэромагнитных измерений над платобазальтами (на примере Норильского района)</b><br/>             Долгаль А.С.</p> <p><b>Интеллектуальная система компьютерного зрения беспилотных летательных аппаратов для мониторинга технологических объектов предприятий нефтегазовой отрасли</b><br/>             Зоев И.В., Марков Н.Г., Рыжова С.Е.</p> <p><b>Исследование и анализ методов определения эффективности применения технологии пропантного гидроразрыва пласта</b><br/>             Галкин В.И., Колтырин А.Н.</p> <p><b>Оптимизация параметров неорганического агента управления профилем на основе силиката натрия для эффективного вытеснения нефти из коллекторов с высокой минерализацией</b><br/>             Нажису, Ерофеев В.И., Лу Сянго, Тянь Чжунъюань, Чжан Лидонг</p> <p><b>Графический метод выбора буровых долот</b><br/>             Попов А.Н., Исмаков Р.А., Конесев Г.В., Ишбаев Г.Г.</p> <p><b>Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Турнейско-Фаменских отложений верхнего Прикамья на продуктивность добывающих скважин</b><br/>             Мартюшев Д.А., Зайцев Р.А.</p> <p><b>Построение анизотропной гидродинамической модели и исследование влияния анизотропии проницаемости на примере моделирования блока месторождения</b><br/>             Ермеков Р.И., Коровин М.О., Меркулов В.П., Чернова О.С.</p> <p><b>Математическое моделирование уплотнения просадочных лёссовых грунтов Северного Кавказа глубинными взрывами</b><br/>             Тарасенко Е.О., Тарасенко В.С., Гладков А.В.</p> <p><b>Профиль концентрации высокоинерционных частиц в пристенной турбулентности при больших числах Рейнольдса</b><br/>             Сиковский Д.Ф.</p> <p><b>Геомеханическая оценка параметров устойчивости откосов бортов и уступов при отработке месторождения апатит-нефелиновых руд «Олений ручей»</b><br/>             Немова Н.А., Бельш Т.А.</p> <p><b>Расчет коэффициента сверхсжимаемости основных компонент природного газа методом молекулярной динамики</b><br/>             Малышев В.Л., Моисеева Е.Ф., Калиновский Ю.В.</p> <p><b>Глины тавдинской свиты эоцена: литогеохимические и седиментологические аспекты (Кыштырлинское месторождение, Западная Сибирь)</b><br/>             Смирнов П.В., Дерягина О.И., Новоселов А.А., Трубин Я.С., Баталин Г.А., Гареев Б.И., Плюснин А.В.</p> | <p><b>7 Thermodynamic modeling of REE+Y speciation in cooling sulfate-rich fluids</b><br/>             Shironosova G.P., Prokopyev I.R.</p> <p><b>19 Natural hazards at the site of the water main in Central Yakutia, caused by anthropogenic thermoerosive and thermokarst</b><br/>             Salva A.M.</p> <p><b>26 Effect of earth sphericity on the results of aeromagnetic measurements over platobasalts (on the example of Norilsk region)</b><br/>             Dolgal A.S.</p> <p><b>34 Intelligent computer vision system for unmanned aerial vehicles for monitoring technological objects of oil and gas industry</b><br/>             Zoev I.V., Markov N.G., Ryzhova S.E.</p> <p><b>50 Research and analysis of methods for determining the efficiency of application of the proppant hydraulic fracturing</b><br/>             Galkin V.I., Koltyrin A.N.</p> <p><b>59 Optimization of parameters of inorganic profile control agent on the basis of sodium silicate for effective oil displacement from high salinity reservoir</b><br/>             Narisu, Erofeev V.I., Lu Xiangguo, Tian Zhongyuan, Zhang Lidong</p> <p><b>69 Graphic method of selecting drill bits</b><br/>             Popov A.N., Ismakov R.A., Konesev G.V., Ishbaev G.G.</p> <p><b>77 Influence of oil field reef carbonate reservoir petrophysical parameters of Tournasian-Famennian deposits in upper Kama on well productivity</b><br/>             Martyushev D.A., Zaytsev R.A.</p> <p><b>86 Construction of anisotropy simulation model and studying the effect of permeability anisotropy on the example of field unit modeling</b><br/>             Ermekov R.I., Korovin M.O., Merkulov V.P., Chernova O.S.</p> <p><b>94 Mathematical modeling of consolidation of subsidence loess soils of the north Caucasus by deep explosions</b><br/>             Tarasenko E.O., Tarasenko V.S., Gladkov A.V.</p> <p><b>102 Concentration profile of high inertia particles at large Reynolds number wall turbulence</b><br/>             Sikovsky D.F.</p> <p><b>109 Geomechanical estimation of stability parameters of pit slope scale and batters when developing the apatite-nepheline ore deposit «Oleniy ruchey»</b><br/>             Nemova N.A., Belsh T.A.</p> <p><b>121 Calculation of compressibility factor of main natural gas components by means of molecular dynamics simulations</b><br/>             Malyshev V.L., Moiseeva E.F., Kalinovsky Yu.V.</p> <p><b>130 Lithological and geochemical characteristics of Eocene Tavda formation clays (Kyshtyrinskoe deposit, West Siberia)</b><br/>             Smirnov P.V., Deryagina O.I., Novoselov A.A., Trubin Ya.S., Batalin G.A., Gareev B.I., Plyusnin A.V.</p> |
|---|---|

- Оценка влияния геодинамических зон, пересекающих магистральные газопроводы, на их напряженно-деформированное состояние**  
 Аскарлов Р.М., Валеев А.Р., Исламов И.М., Тагиров М.Б.
- Пути повышения эффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти**  
 Копырин В.А., Портнягин А.Л., Хамитов Р.Н.
- Проблемы коррозии и физико-механические модели разрушения конструкционных материалов для энергомашиностроения**  
 Заворин А.С., Любимова Л.Л., Буваков К.В., Шмитов Д.М., Артамонцев А.И.
- Влияние технологических факторов на микротвердость углей**  
 Салтыкова С.Н., Назаренко М.Ю.
- Изменение элементного состава верхнего горизонта почв под воздействием предприятий нефтегазопереработки**  
 Боев В.В., Барановская Н.В., Боев В.А., Джамбаев М.Т., Шахова Т.С., Жорняк Л.В.
- Система управления устройством контроля притока флюида в скважине**  
 Исмаков Р.А., Денисова Е.В., Черникова М.А., Сидоров С.П.
- 145 Analysis of the effect of geodynamic zones crossing the main gas pipelines on their stress-strain state**  
 Askarov R.M., Valeev A.R., Islamov I.M., Tagirov M.B.
- 155 Ways to improve the efficiency of electric submersible pump units for oil production**  
 Kopyrin V.A., Portnyagin A.L., Khamitov R.N.
- 163 Corrosion problems and physical-mechanical models of structural materials failure for power plant engineering**  
 Zavorin A.S., Lyubimova L.L., Buvakov K.V., Shmitov D.M., Artamontsev A.I.
- 172 Influence of technological factors on coal microhardness**  
 Saltykova S.N., Nazarenko M.Yu.
- 179 Change of elemental composition of soil upper horizon under the influence of oil and gas refining enterprises**  
 Boev V.V., Baranovskaya N.V., Boev V.A., Yambayev M.T., Shakhova T.S., Zhorniyak L.V.
- 192 System of device for controlling fluid injection in a well**  
 Ismakov R.A., Denisova E.V., Chernikova M.A., Sidorov S.P.

УДК 550.41

## ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЗЭ+Y ПО ФОРМАМ В ОХЛАЖДАЮЩИХСЯ БОГАТЫХ СУЛЬФАТНОЙ СЕРОЙ ФЛЮИДАХ

Широносова Галина Петровна<sup>1</sup>,  
shiron@igm.nsc.ru

Прокопьев Илья Романович<sup>1,2</sup>,  
prokop@igm.nsc.ru

<sup>1</sup> Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева Сибирского отделения Российской Академии наук,  
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга, 3.

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет,  
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.

**Актуальность** работы обусловлена тем, что исследование фракционирования лантаноидов и иттрия (РЗЭ+Y) по формам в хлоридно-сульфатно-карбонатных флюидах в щелочных и слабокислых условиях позволяет оценить влияние параметров рудообразующей среды на транспорт редкоземельных элементов в процессе рудогенеза в пределах карбонатитовых рудно-магматических систем.

**Цель:** оценить вклад фторо-, хлоро-, карбонат-бикарбонатных, сульфатных и фосфатных комплексов РЗЭ+Y в транспорте и процессе рудоотложения гидротермальными флюидами в слабокислых и слабощелочных условиях при температуре 500–100 °С и давлении 2000–125 бар.

**Методы:** расчетное моделирование воздействия гидротермальных флюидов на монацит и кальцит с использованием пакета HCh (разработчик Ю.В. Шваров). Для установления состояния равновесия в алгоритме программы использован метод определения минимума свободной энергии Гиббса системы (программа GIBBS) в комплексе с термодинамической базой UNITHERM, дополненной экспериментальными результатами для РЗЭ-комплексов и минералов.

**Результаты.** Приведено распределение РЗЭ+Y по формам в охлаждающихся хлоридно-сульфатно-карбонатных высококонцентрированных слабокислых и слабощелочных флюидах. Показано, что в слабощелочных условиях лидирующими оказываются нейтральный и второй гидроксокомплексы вплоть до 200 °С. При понижении температуры до 100 °С РЗЭ+Y обнаруживаются в форме карбонатного и второго фторокомплекса  $(Ln, Y)F_2^+$ . В слабокислых условиях резко преобладают сульфатные комплексы лантаноидов во всем исследованном интервале параметров флюида. При возрастании номера лантаноида (особенно для тяжелых РЗЭ) усиливается роль фторидных комплексов с уменьшением вклада сульфатных комплексов.

### Ключевые слова:

РЗЭ+Y, гидроксо-, фторо-, хлоро-, сульфатные, фосфатные комплексы,  
распределение по формам во флюиде, богатый сульфатной серой флюид, термодинамическое моделирование.

### Введение

По мере усовершенствования технологий редкоземельные элементы (РЗЭ) становятся важными товарами из-за их использования в различных высокотехнологичных отраслях. В земной коре РЗЭ обычно встречаются в следовых концентрациях, тогда как их экономические месторождения обычно связаны с карбонатитами и щелочными магматическими системами. Важными примерами месторождений РЗЭ являются Бауан Обо в Китае [1], Странное Озеро и Нечалачо в Канаде [2, 3], Маунтин Пасс [4] и Бир Лодж в США [5]. Многочисленные исследования показали важность гидротермальных процессов для мобилизации РЗЭ на поздних этапах магматической эволюции карбонатитовых и щелочных систем. Теперь почти повсеместно общепринято, что гидротермальные флюиды мобилизуют РЗЭ и в некоторых случаях концентрируют их до экономического уровня [1, 2, 6–8]. Поэтому становится все более очевидным, что оценка процессов, концентрирующих РЗЭ до экономических уровней в земной коре, требует количественного понимания факторов, ответственных за их мобилизацию и концентрацию в гидротермальных растворах.

Распределению РЗЭ во флюидах в гидротермальных условиях посвящен целый ряд экспериментальных работ и публикаций, в которых приводятся результаты термодинамического моделирования. Среди первых наиболее значимы работы А.А. Мигдисова с соавторами [9–12], в которых не только даны экспериментально определенные константы устойчивости отдельных хлоро-, фторо- и сульфатных комплексов, но и анализ распределению ряда лантаноидов при повышенных температурах. В работе [13] приведены результаты моделирования, показывающие комплексобразование Се, Y и Zr в зависимости от pH при 150 и 400 °С в присутствии карбонат-содержащей породы и флюида с концентрацией 0,2 м  $H_3PO_4$ , 0,4 м HF и 0,4 м HCl. Е.П. Пери и А.П. Гизи в одной из последних работ [14] приводят результаты численного моделирования комплексобразования в простых водно-углекислых флюидах при гидротермальных температурах (~100–400 °С) и давлениях до 1 кбар. Ими показано распределение по формам церия, неодима и эрбия в интервале 0,5 и 20 вес. % NaCl в зависимости от температуры (100 ppm РЗЭ,  $CO_2$  0,1 и 50 г кальцита), а также в системах с  $CO_2$ -NaCl в зависимости от pH. В отличие от наших расчетов в их моделях не учитывалось наличие F, P и S.

В настоящей работе рассматривается распределение по формам всех 14 лантаноидов + Y в высококонцентрированном охлаждающемся хлоридно-сульфатно-карбонатном флюиде с подчиненными концентрациями в нем фторида и сульфидной серы, воздействовавшем на кальцит (источник Ca) и монацит (в форме идеального твердого раствора, в качестве источника РЗЭ и фосфора). Соотношение равновесных минералов макросистемы и РЗЭ-содержащих представителей микросистемы (с возможностью дополнительного образования идеальных твердых растворов РЗЭ+флюорита, РЗЭ-фторрапатита и ксенотима), а также коэффициенты распределения РЗЭ между минералами и флюидом было представлено в наших предыдущих публикациях [15, 16]. В работе [15] детально описаны условия проведения расчетов и источники термодинамических данных. В частности, для хлор-, фтор- и сульфатных комплексов РЗЭ использованы термодинамические характеристики, полученные

экспериментальным путем при повышенных температурах [10, 12], но для водных гидроксокомплексов, бикарбонатных, карбонатных и фосфатных комплексов РЗЭ данные получены на основании экстраполяции из экспериментов при температуре окружающей среды [17]. В исследовании [18] при обработке спектральных данных обнаружено, что в интервале значений pH от 8 до 11 в изучаемых растворах присутствуют моногидроксид лантаноидов  $\text{Ln}(\text{OH})_2^{2+}$  и комплексные формы со стехиометрией  $\text{Ln}(\text{OH})_2^+$  и  $\text{Ln}(\text{OH})_3^0$ , четвертый гидроксокомплекс не обнаружен, поэтому в настоящей работе мы исключили его из числа возможных РЗЭ форм.

#### Результаты моделирования

Термодинамические расчеты проведены с использованием программного пакета HCh [19, 20]. На рис. 1 приведены кривые равновесных концентраций макрокомпонентов системы (S, F, Ca и P) в

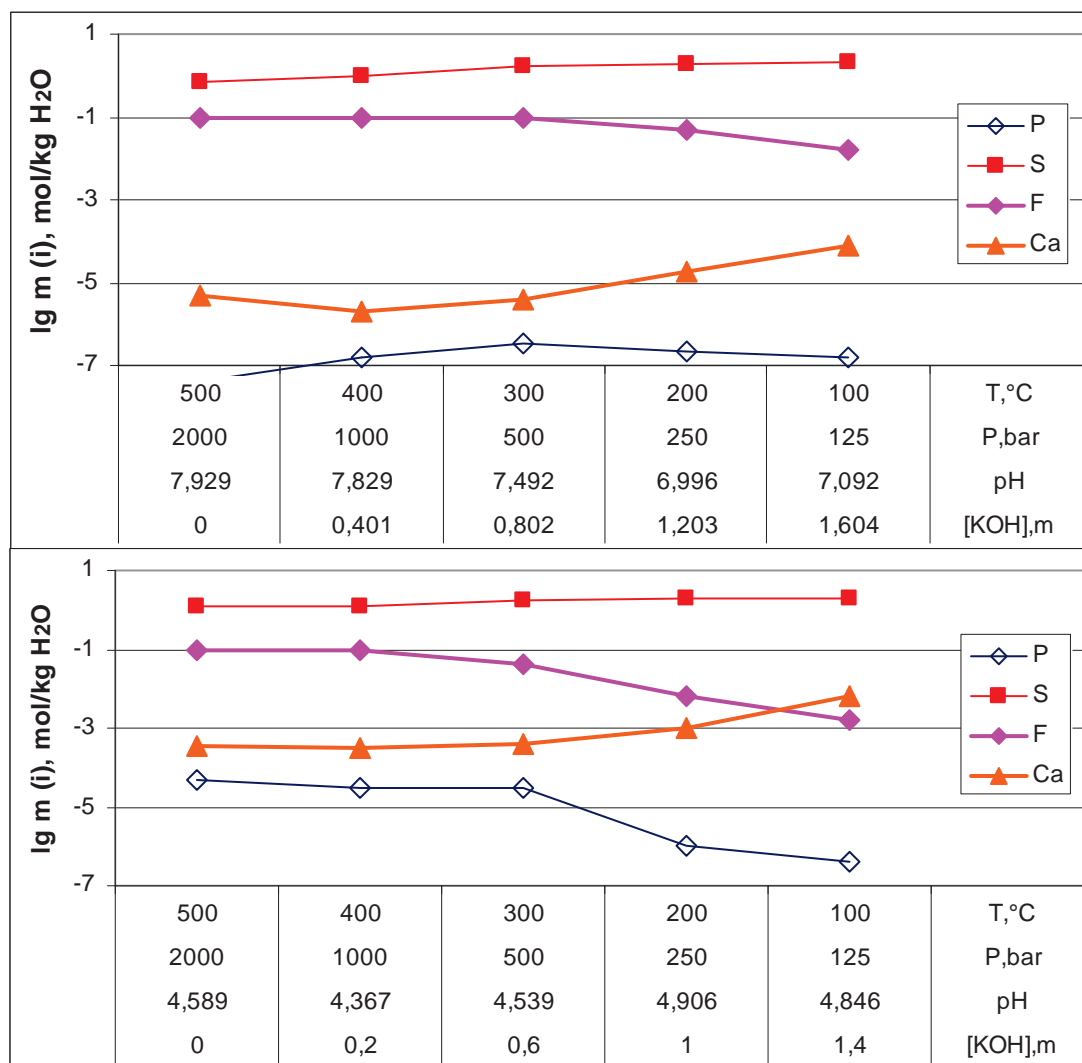


Рис. 1. Концентрации компонентов макросистемы в равновесных слабощелочном и слабокислом хлоридно-сульфатно-карбонатных охлаждающихся флюидах

Fig. 1. Concentrations of the macrosystem components in equilibrium weakly alkaline and weakly acid chloride-sulfate-carbonate cooling fluids

зависимости от параметров хлоридно-сульфатно-карбонатных охлаждающихся флюидов для слабощелочного (верхний рисунок) и слабокислого (нижний рисунок) вариантов. Хорошо видно, что равновесная концентрация серы практически не зависит от кислотно-щелочных условий. Это связано с тем, что в обоих вариантах концентрацию серы контролирует преобладающий в равновесной твердофазовой ассоциации осаждающийся тенардит ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ) [15]. В слабокислых условиях дополнительно присутствуют ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ) и элементарная сера, но они не играют существенной роли, т. к. образуются в подчиненных количествах [15]. Второй по значимости в равновесных флюидах оказывается концентрация фтора, которая в высокотемпературной области остается на исходном уровне (0,1 м, здесь и далее м означает г-моль/кг  $\text{H}_2\text{O}$ ), а начиная с 300 °С она уменьшается благодаря осаждению равновесного флюорита, причем в слабокислых условиях флюорит выпадает в больших количествах, что приводит к более резкому уменьшению концентрации фтора в слабокислом флюиде.

Следующим по концентрации идет кальций, который в слабощелочных условиях контролируется присутствием в твердофазовой ассоциации кальцита, при этом концентрация Са около  $10^{-5}$  м. В слабокислых условиях вместо кальцита образуется ангидрит, концентрация кальция здесь повышается и составляет примерно  $10^{-3}$  м, повышаясь к 100 °С до  $10^{-2}$  м, благодаря уменьшающемуся количеству осаждающегося ангидрита при понижении температуры. Самой низкой оказывается концентрация фосфора. В слабощелочном флюиде его кривая опускается до  $10^{-7}$  м, что обусловлено образованием РЗЭ-фторапатита во всем исследованном интервале параметров, а в слабокислых условиях она в высокотемпературной области превышает  $10^{-5}$  м, понижаясь к 200–100 °С до примерно  $10^{-6}$  м, т. к. при слабокислом флюиде РЗЭ-фторапатит образуется только в интервале 300–100 °С в возрастающих количествах при понижении температуры [15].

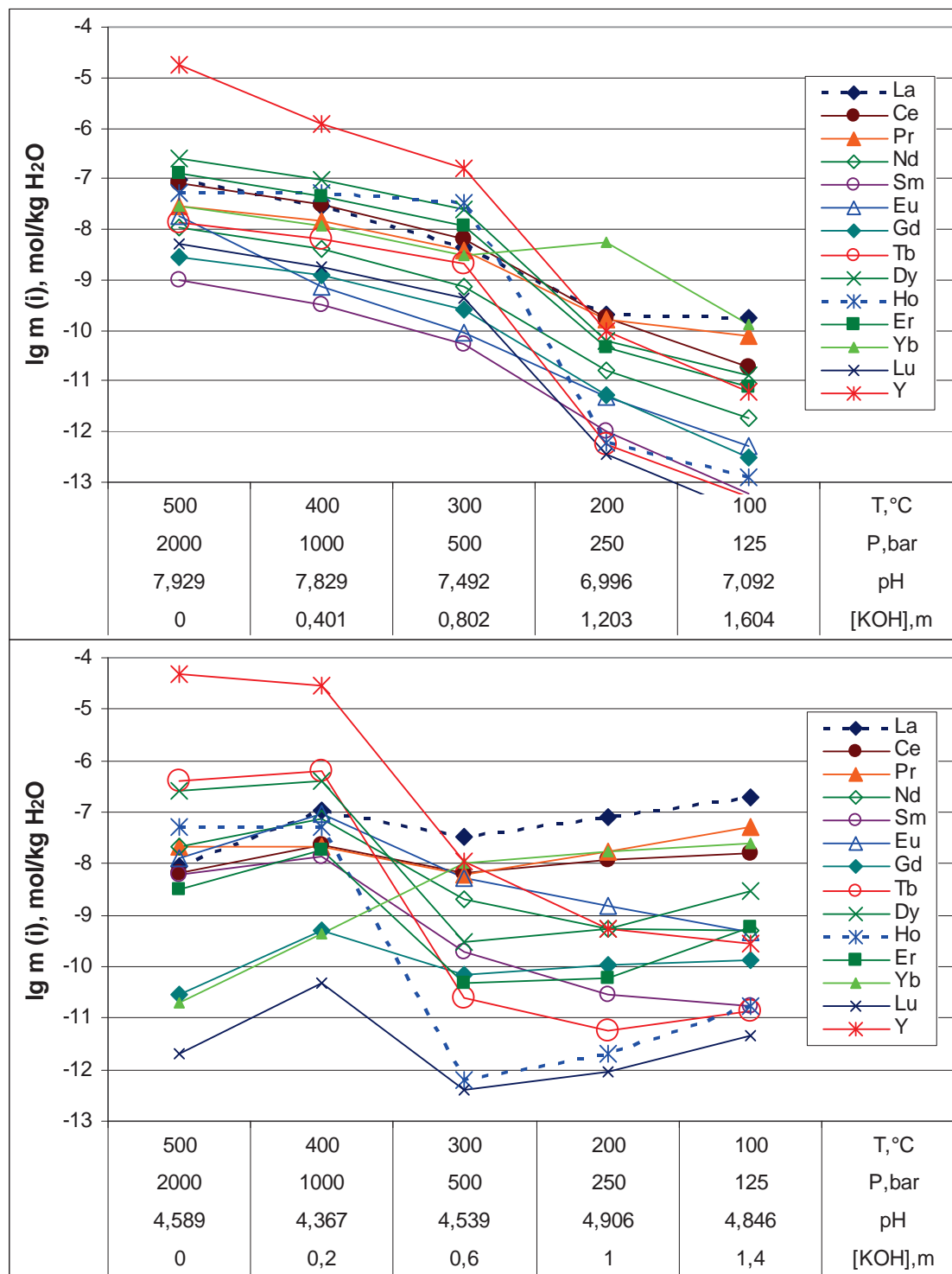
На рис. 2 представлены зависимости концентраций микрокомпонентов системы ( $\text{Ln}+\text{Y}$ ) от параметров охлаждающихся флюидов: слабощелочного (1мNaCl+5 м  $\text{NaHCO}_3$ +2 м  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ +0,1 м HF+0,1 м  $\text{H}_2\text{S}$ +1,5 м HCl+(0,401i) м KOH+1 кг  $\text{H}_2\text{O}$ ) (вверху) и слабокислого (1мNaCl+5 м  $\text{NaHCO}_3$ +2 м  $\text{NaHSO}_4$ +0,1 м HF+0,1 м  $\text{H}_2\text{S}$ +3,8 м HCl+0,4(i-0,5) м KOH+1 кг  $\text{H}_2\text{O}$ ) (внизу). Хорошо видно, что характер поведения лантаноидов и иттрия в разных по кислотности-щелочности условиях заметно различается. В слабощелочном варианте наблюдается монотонное снижение концентраций практически всех микрокомпонентов при понижении температуры от значений  $10^{-5}$ – $10^{-9}$  м при 500 °С до  $10^{-10}$ – $10^{-13}$  м при 100 °С. Это в первую очередь, очевидно, обусловлено устойчивостью РЗЭ-фторапатита во всем интервале параметров, при этом начиная с 300 °С крутизна кривых кон-

центраций несколько увеличивается за счет образования в этой области РЗЭ-флюорита.

При слабокислых условиях кривые концентраций располагаются широкой полосой в основном в области  $10^{-6}$ – $10^{-12}$  м, хотя в области 300–100 °С, где образуются РЗЭ-фторапатит и РЗЭ-флюорит для тяжелых лантаноидов, отмечается падение их концентраций, за исключением иттербия, который, как отмечалось в работе [16], имеет самую низкую мольную долю в РЗЭ-флюорите, т. е. Yb предпочитает оставаться во флюиде. В обоих вариантах особняком стоит иттрий, у которого оказывается очень устойчивым фторокомплекс, обуславливающий высокие концентрации Y, особенно в высокотемпературной области, где его концентрация контролируется образованием ксенотима и отсутствует его дополнительный осадитель – РЗЭ-флюорит.

На рис. 3 представлено распределение по формам Nd как представителя легких РЗЭ (ЛРЗЭ), Gd – средних РЗЭ (СРЗЭ) и Er – тяжелых (ТРЗЭ) в зависимости от параметров (подписи к оси абсцисс) охлаждающегося хлоридно-сульфатно-карбонатного слабощелочного флюида с подчиненными концентрациями  $\text{H}_2\text{S}$  и HF. Для поддержания определенного близонейтрального слабощелочного pH флюида в него добавлялись соответствующие концентрации HCl и KOH. Для всех трех РЗЭ в высокотемпературной области вплоть до температуры 200 °С ведущим оказывается нейтральный гидроксокомплекс  $\text{Ln}(\text{OH})_3^0$ . Вслед за нейтральным второе место вплоть до температуры 300 °С занимает второй гидроксокомплекс  $\text{Ln}(\text{OH})_2^+$ . Следующим по значимости для представителя ЛРЗЭ Nd оказывается бисульфатный комплекс  $\text{Nd}(\text{SO}_4)_2^-$  до температуры 300 °С, после чего он уступает место второму фторокомплексу  $\text{NdF}_2^+$ . Следует отметить, что при 200 °С равнозначными по концентрации оказываются три комплекса:  $\text{Nd}(\text{OH})_2^+$ ,  $\text{Nd}(\text{SO}_4)_2^-$  и  $\text{NdF}_2^+$  (около  $10^{-10}$  м). При 100 °С  $\text{NdF}_2^+$  становится ведущим комплексом, к которому присоединяется карбонатный комплекс  $\text{NdCO}_3^+$ , за ним следуют  $\text{Nd}(\text{SO}_4)_2^-$  и первый фторокомплекс  $\text{NdF}^{+2}$ . В целом концентрация неодима плавно снижается при понижении температуры (и сопряженных с ней параметров) от  $10^{-8}$  при 500 °С до  $10^{-12}$  м при 100 °С.

С увеличением атомного номера лантаноида картина меняется: для Gd и Er после гидроксокомплексов третью позицию в высокотемпературной области занимает второй фторокомплекс  $\text{LnF}_2^+$  вплоть до температуры 200 °С, а при 100 °С он, как и для неодима, становится ведущим комплексом. Для гадолиния во всем температурном интервале вслед за вторым фторокомплексом параллельно ему следует бисульфатный комплекс  $\text{Gd}(\text{SO}_4)_2^-$ , а при 100 °С за ними следует  $\text{GdCO}_3^+$ . Общая концентрация Gd снижается при понижении температуры от 500 к 100° от  $10^{-9,5}$  до  $10^{-13}$  м соответственно. Для Er общая концентрация при понижении температуры также плавно снижается, но от  $10^{-7}$  до  $10^{-11}$  м, и последовательность концентраций комплексов сохраняется, с той разницей, что начиная



**Рис. 2.** Концентрации Ln+Y в равновесных слабощелочном (исходные концентрации: 1mNaCl+5 m NaHCO<sub>3</sub>+2 m Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>+0,1 m HF+0,1 m H<sub>2</sub>S+1,5 m HCl+(0,401i) m KOH+1 кг H<sub>2</sub>O) и слабокислом (1mNaCl+5 m NaHCO<sub>3</sub>+2 m NaHSO<sub>4</sub>+0,1 m HF+0,1 m H<sub>2</sub>S+3,8 m HCl+0,4(i-0,5) m KOH+1 кг H<sub>2</sub>O) хлоридно-сульфатно-карбонатных охлаждающихся флюидах, где i – шаг расчета (0 – 500 °C, 2000 бар; 4 – 100 °C, 125 бар)

**Fig. 2.** Concentrations of Ln+Y in equilibrium cooling weakly alkaline fluid (initial concentrations: 1m NaCl+5 m NaHCO<sub>3</sub>+2 m Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>+0,1 m HF+0,1 m H<sub>2</sub>S+1,5 m HCl+(0,401i) m KOH+1 kg H<sub>2</sub>O) and in cooling weakly acidic fluid (initial concentrations: 1mNaCl+5 m NaHCO<sub>3</sub>+2 m NaHSO<sub>4</sub>+0,1 m HF+0,1 m H<sub>2</sub>S+3,8 m HCl+0,4(i-0,5) m KOH+1 kg H<sub>2</sub>O). Where i is the calculation step (0 – 500 °C, 2000 bar; 4 – 100 °C, 125 bar)

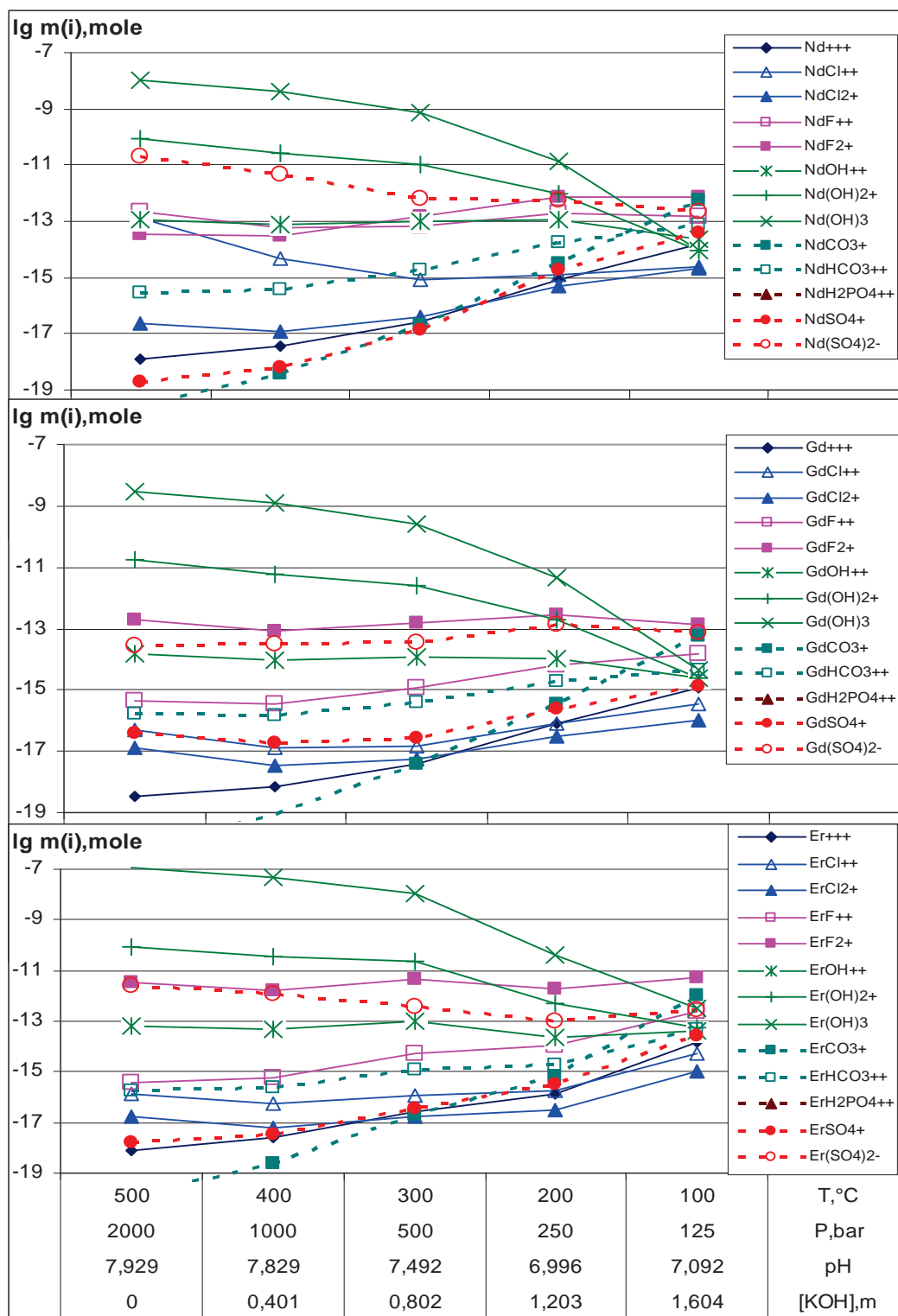


Рис. 3. Распределение по формам Nd, Gd и Er в слабощелочном охлаждающемся флюиде:  $[0,1 \text{ г-моль } \text{CaCO}_3 + 0,0053 \text{ г-моль монацита}]_{\text{тв.}} + 1 \text{ м NaCl} + 5 \text{ м NaHCO}_3 + 2 \text{ м Na}_2\text{SO}_4 + 0,1 \text{ м HF} + 0,1 \text{ м H}_2\text{S} + 1,5 \text{ м HCl} + (0,401i) \text{ м KOH} + 1 \text{ кг H}_2\text{O}$ , где  $i$  – шаг расчета (0 – 500 °C, 2000 бар; 4 – 100 °C, 125 бар)

Fig. 3. Speciation of Nd, Gd and Er in cooling weakly alkaline ore-forming fluid:  $[0,1 \text{ mole } \text{CaCO}_3 + 0,0053 \text{ mole monazite}]_{\text{solid}} + 1 \text{ m NaCl} + 5 \text{ m NaHCO}_3 + 2 \text{ m Na}_2\text{SO}_4 + 0,1 \text{ m HF} + 0,1 \text{ m H}_2\text{S} + 1,5 \text{ m HCl} + (0,401i) \text{ m KOH} + 1 \text{ kg H}_2\text{O}$ . Where  $i$  is the calculation step (0 – 500 °C, 2000 bar; 4 – 100 °C, 125 bar)

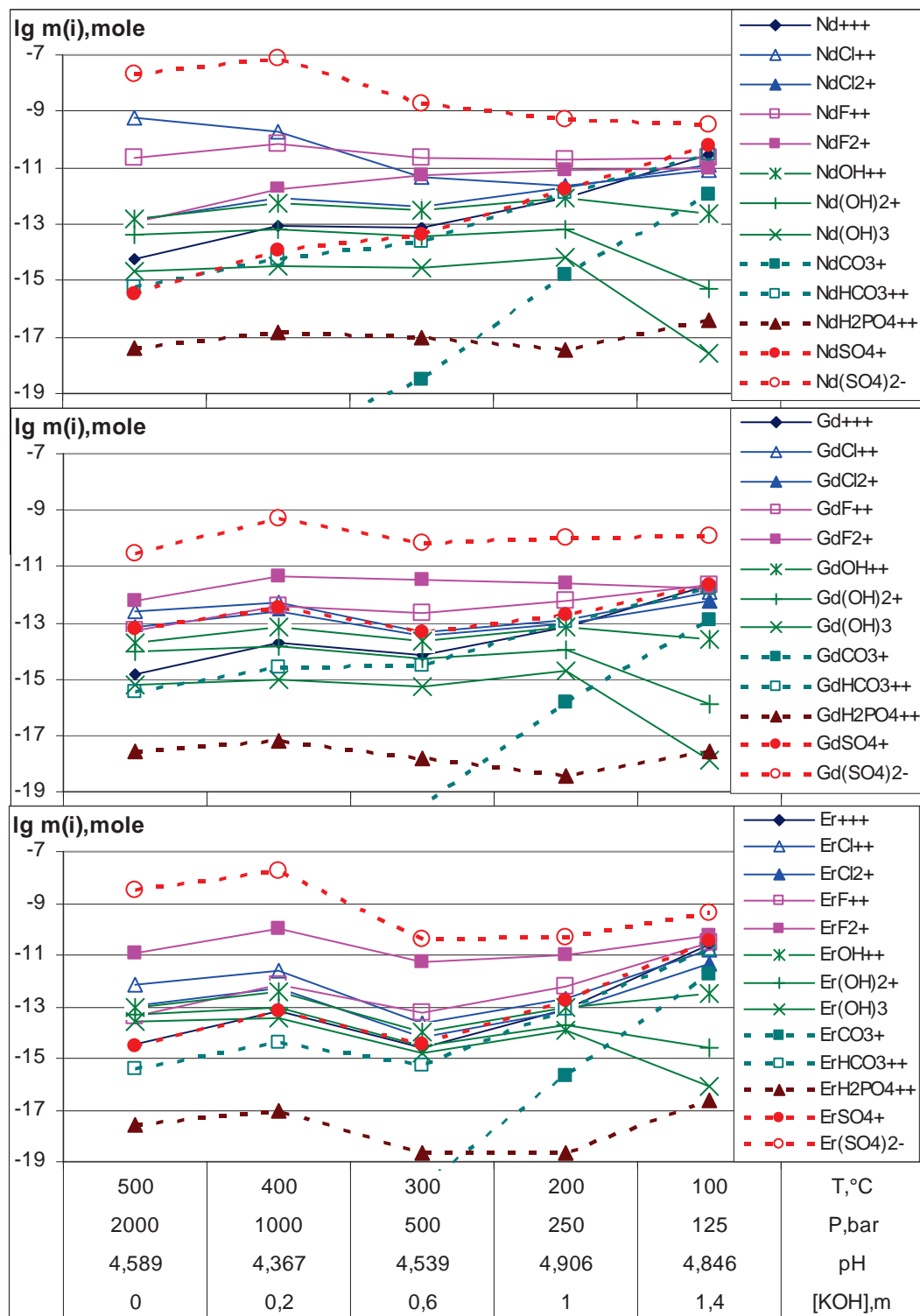


Рис. 4. Распределение по формам Nd, Gd и Er в слабокислом охлаждающемся флюиде:  $[0,1 \text{ моль } \text{CaCO}_3 + 0,0053 \text{ г-моль монацита}]_{\text{тв.}} + 1 \text{ м NaCl} + 5 \text{ м NaHCO}_3 + 2 \text{ м NaHSO}_4 + 0,1 \text{ м HF} + 0,1 \text{ м H}_2\text{S} + 3,8 \text{ м HCl} + 0,4(i-0,5) \text{ м KOH} + 1 \text{ кг H}_2\text{O}$ , где  $i$  – шаг расчета (0 – 500 °C, 2000 бар; 4 – 100 °C, 125 бар)

Fig. 4. Speciation of Nd, Gd and Er in cooling weakly acidic ore-forming fluid:  $[0,1 \text{ mole } \text{CaCO}_3 + 0,0053 \text{ mole monazite}]_{\text{solid}} + 1 \text{ m NaCl} + 5 \text{ m NaHCO}_3 + 2 \text{ m NaHSO}_4 + 0,1 \text{ m HF} + 0,1 \text{ m H}_2\text{S} + 3,8 \text{ m HCl} + 0,4(i-0,5) \text{ m KOH} + 1 \text{ kg H}_2\text{O}$ . Where  $i$  is the calculation step (0 – 500 °C, 2000 bar; 4 – 100 °C, 125 bar)

с температуры 300 °C и ниже усиливается роль второго фторокомплекса эрбия и заметно падает концентрация бисульфатного комплекса  $\text{Er}(\text{SO}_4)_2^-$ , так что при 100 °C он уже уступает место и карбонатному комплексу  $\text{ErCO}_3^+$ . В целом для слабощелочного варианта с увеличением атомного номера лантаноида наблюдается усиление устойчивости второго фторокомплекса, особенно при понижении температуры и ослабление бисульфатного комплекса. Хлоридные комплексы в слабощелочном варианте не играют существенной роли и совсем не делают вклада фосфатные комплексы (не уместаются на шкале концентраций, т. е. их концентрация ниже  $10^{-19}$  м).

На рис. 4 показано распределение этих же лантаноидов (Nd, Gd и Tb) для слабокислого флюида. Для всех трех лантаноидов ведущим оказывается бисульфатный комплекс  $\text{Ln}(\text{SO}_4)_2^-$ , на один–два порядка превышающий концентрации остальных комплексов. Для представителя ЛРЗЭ Nd в высокотемпературной области (500–400 °C) второе место занимает его первый хлорокомплекс  $\text{NdCl}^{+2}$ , который, как и другие хлорокомплексы, для СРЗЭ и ТРЗЭ не играет существенной роли. Следующим важным для транспорта неодима оказывается первый фторокомплекс  $\text{NdF}^{+2}$ , который начиная с 300 °C выходит на второе место по значимости, вслед за ним идет второй фторокомплекс  $\text{LnF}_2^+$ , но при 100 °C оба они уступают место сульфатному комплексу  $\text{NdSO}_4^+$ , а вслед за ним и гидрокарбонатному –  $\text{NdHCO}_3^{+2}$ .

С увеличением атомного номера лантаноида на второе место после бисульфатного комплекса  $\text{Ln}(\text{SO}_4)_2^-$  выходит второй фторокомплекс  $\text{LnF}_2^+$  как для гадолиния, так и для эрбия, причем для последнего он значительно преобладает над остальными частицами флюида. При 100 °C в обоих случаях к нему присоединяются первый фторокомплекс  $\text{LnF}^{+2}$ , сульфатный комплекс  $\text{NdSO}_4^+$  и гидрокарбонатный  $\text{NdHCO}_3^{+2}$ . Интересно, что в слабокислом флюиде повышается концентрация фосфатного комплекса, причем для неодима его концентрация колеблется около  $10^{-17}$  м, а для гадолиния и эрбия колеблется между  $10^{-17}$ – $10^{-19}$  м. В целом снова, как и для слабощелочного варианта, в слабокислом флюиде с увеличением номера лантаноида наблюдается усиление устойчивости их второго фторокомплекса  $\text{LnF}_2^+$ . Отличительной чертой для слабокислого варианта является появление значимой концентрации первого хлорокомплекса для ЛРЗЭ при 500–400 °C (который является даже ведущим для Се и Pr при 500 °C), и гидрокарбонатного – при 100 °C для всех лантаноидов наряду с сульфатным комплексом  $\text{LnSO}_4^+$ .

Появившиеся термодинамические данные для фторокарбонатов РЗЭ бастнезита ( $\text{Ce}_{0,5}\text{La}_{0,25}\text{Nd}_{0,25}\text{Pr}_{0,05}\text{CO}_3\text{F}$ ) и паризита ( $\text{CaCe}_{0,95}\text{La}_{0,05}\text{Nd}_{0,35}\text{Pr}_{0,1}(\text{CO}_3)_3\text{F}_2$ ) при повышенных температурах [21], как для минералов постоянного состава, позволили провести термодинамические расчеты с учетом возможности их присутствия в равновесных ассоциациях. Наличие эт-

их минералов в минеральных ассоциациях таких месторождений, как уникальное карбонатитовое Баян Обо [1] и Олимпик Дам [22], делает актуальной оценку их влияния на распределение других РЗЭ-содержащих минералов и состав равновесного гидротермального флюида в близонейтральных условиях.

На рис. 5 приведено соотношение равновесных твердых фаз в варианте слабощелочного охлаждающегося гидротермального флюида в случае учета возможности образования бастнезита и паризита. Их присутствие наблюдается во всем исследованном интервале параметров флюида (бастнезит присутствует в подчиненном количестве –  $1,1 \cdot 10^{-3}$ , а паризит –  $1,8 \cdot 10^{-3}$  г-молей) и сказывается только на перераспределении РЗЭ-содержащих минералов, практически не затрагивая равновесной ассоциации макросистемы (ср. с аналогичным рис. 1 [16]). В частности, резко уменьшается количество равновесного монацита (в пределах от  $3 \cdot 10^{-5}$  при 500 °C до  $5 \cdot 10^{-4}$  при 300 °C и  $1,5 \cdot 10^{-4}$  г-моля при 100 °C), возрастает количество РЗЭ-фторапатита (около  $1,5 \cdot 10^{-3}$  г-моля), причем он как бы является антагонистом монацита, кривая содержания которого носит выпуклый характер, а РЗЭ-фторапатита вогнутый. Ксенотим оказывается устойчивым только при 400 и 300 °C ( $2 \cdot 10^{-5}$  и  $2,5 \cdot 10^{-4}$  г-моля соответственно), а РЗЭ флюорит в значимых количествах – при 200 и 100 °C ( $1,4 \cdot 10^{-2}$  и  $2,7 \cdot 10^{-2}$  г-моля соответственно).

На рис. 6 для варианта возможного образования бастнезита и паризита представлены концентрации макро- и микрокомпонентов системы и распределение по формам Gd в слабощелочном охлаждающемся флюиде, равновесные минеральные ассоциации которого приведены на рис. 5. Что касается макрокомпонентов системы (S, F, Ca и P), то они практически совпадают с их концентрациями при расчетах при отсутствии бастнезита и паризита (рис. 1). Для микрокомпонентов системы ситуация меняется: в сравнении с рис. 2 (верхняя часть) кривые концентраций лантаноидов и иттрия хотя и также монотонно падают с понижением температуры, но располагаются более узкой полосой. Так, в данном случае при 500 °C они располагаются от  $10^{-3,6}$  до  $10^{-6,7}$ , тогда как при отсутствии бастнезита и паризита – от  $10^{-5}$  до  $10^{-9}$  м; при 200 °C в присутствии фторокарбонатов от  $10^{-6,9}$  до  $10^{-10,5}$  при их отсутствии примерно от  $10^{-8}$  до  $10^{-12,5}$  м. Кроме того, образование бастнезита и паризита приводит к резкому уменьшению концентраций La и Nd ( $<10^{-14}$  м), входящих в значимых количествах в состав этих минералов, так что кривые их концентраций во флюиде не отражаются на рис. 6.

В нижней части рис. 6 для примера показано распределение по формам Gd в слабощелочном флюиде в случае учета образования бастнезита и паризита. В интервале температур 500–200 °C последовательность значимости комплексов гадолиния совпадает с таковой для варианта без учета образования фторокарбонатов РЗЭ:  $\text{Gd}(\text{OH})_3^0 > \text{Gd}(\text{OH})_2^+ > \text{GdF}_2^+ > \text{Gd}(\text{SO}_4)_2^-$ .

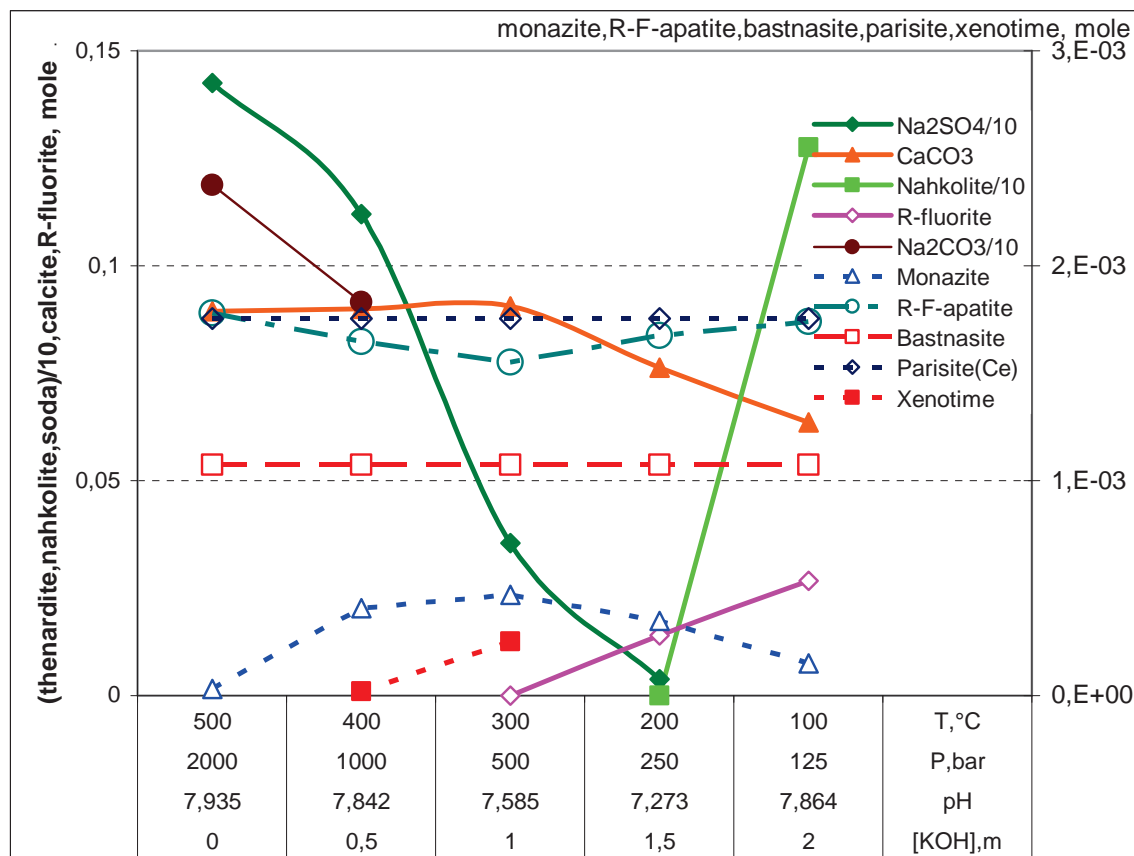


Рис. 5. Соотношение равновесных твердых фаз в варианте в случае учета возможности образования бастнезита и паризита в зависимости от параметров охлаждающегося слабощелочного гидротермального флюида (подписи к шкале абсцисс). Сплошные линии относятся к левой шкале ординат, пунктирные – к правой шкале. Исходный состав системы:  $[0,1 \text{ г-моль CaCO}_3 + 0,0053 \text{ г-моль монацита}]_{\text{тв.}} + 5 \text{ м NaHCO}_3 + 2 \text{ м Na}_2\text{SO}_4 + 1 \text{ м NaCl} + 0,1 \text{ м HF} + 0,1 \text{ м H}_2\text{S} + 1,41 \text{ м HCl} + (0,5i) \text{ м KOH} + 1 \text{ кг H}_2\text{O}$ , где  $i$  – шаг расчета (0 – 500 °C, 2000 бар; 4 – 100 °C, 125 бар)

Fig. 5. Equilibrium solid phase relationships as a function of the parameters of a cooling weakly alkaline hydrothermal fluid. Initial system composition:  $[0,1 \text{ mole CaCO}_3 + 0,0053 \text{ mole monazite}]_{\text{solid}} + 5 \text{ m NaHCO}_3 + 2 \text{ m Na}_2\text{SO}_4 + 1 \text{ m NaCl} + 0,1 \text{ m HF} + 0,1 \text{ m H}_2\text{S} + 1,41 \text{ m HCl} + (0,5i) \text{ m KOH} + 1 \text{ kg H}_2\text{O}$ . Where  $i$  is the calculation step (0 – 500 °C, 2000 bar; 4 – 100 °C, 125 bar)

Остальные комплексы не вносят значимого вклада: их концентрации в обоих случаях ниже уровня  $10^{-13} \text{ м}$ . При 100 °C в варианте с учетом образования бастнезита и паризита pH раствора получился выше (7,86 вместо 7,09), что привело к усилению роли нейтрального гидроксиокомплекса  $\text{Gd}(\text{OH})_3^0$ , концентрация которого здесь почти сравнялась с концентрацией второго фторокомплекса  $\text{GdF}_2^+$ , и немного возросла роль карбонатного комплекса  $\text{GdCO}_3^+$ . На этом примере хорошо видно, что pH играет важную роль в распределении РЗЭ по формам во флюиде.

### Заключение

Изучение распределения РЗЭ+У по формам во флюидах показало, что оно большей частью зависит от кислотно-щелочной обстановки минералообразования, а также от температуры и сопряженных с нею параметров. Немаловажное значение имеет увеличение номера лантаноида: для тяжелых РЗЭ усиливается роль фторидных комплексов и ослабляется вклад сульфатных комплексов. При повы-

шенных Т-Р параметрах в слабощелочных флюидах главными транспортирующими являются гидроксокомплексы, тогда как в слабокислых условиях во всем диапазоне параметров резко преобладают сульфатные комплексы. При охлаждении равновесного флюида от 500 до 100 °C общая концентрация РЗЭ+У в слабощелочных флюидах понижается монотонно от примерно  $10^{-5}$  до  $10^{-10} \text{ м}$ , тогда как в слабокислых условиях их общая концентрация снижается от  $10^{-4}$  до  $10^{-7} \text{ м}$ . При 100 °C в слабощелочных условиях РЗЭ+У преимущественно находятся в виде второго фторокомплекса  $(\text{Ln}, \text{Y})\text{F}_2^+$ . Установлено, что карбонат-бикарбонатные комплексы делают некоторый вклад только при 100 °C, а фосфатные комплексы вообще не имеют значения при транспорте РЗЭ+У во всем исследованном интервале параметров благодаря низкой растворимости монацита, ксенотима и РЗЭ-фторапатита. К ограничениям модели относятся: 1) для повышенных температур термодинамические данные водных гидроксокомплексов РЗЭ, а также бикарбоната, карбоната и фосфата получены на основании экстраполяции из экс-

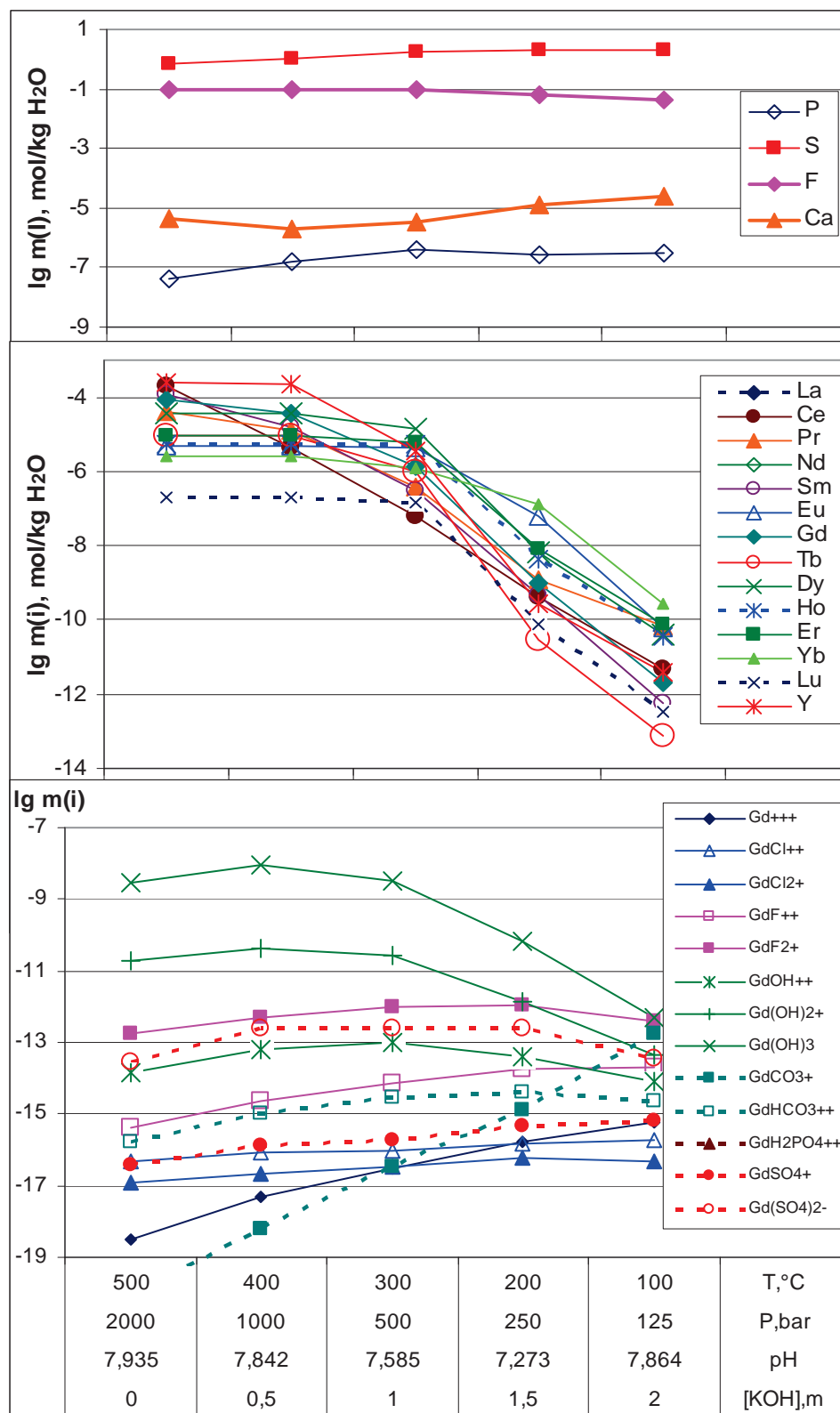


Рис. 6. Концентрации макро- и микрокомпонентов системы и распределение по формам Gd в слабощелочном охлаждающемся флюиде в варианте возможного образования бастнезита и паризита (см. рис. 5)

Fig. 6. Concentrations of macro- and micro-components of the system and speciation of Gd in a weakly alkaline cooling fluid in the variant of possible formation of bastnasite and parizite (see Fig. 5)

периментов при температуре окружающей среды [17]; 2) использованы данные для фторокарбонатов РЗЭ бастнезита ( $\text{Ce}_{0,5}\text{La}_{0,25}\text{Nd}_{0,2}\text{Pr}_{0,05}\text{CO}_3\text{F}$ ) и паризита ( $\text{CaCe}_{0,95}\text{La}_{0,05}\text{Nd}_{0,35}\text{Pr}_{0,1}(\text{CO}_3)_2\text{F}_2$ ) при повышенных температурах как для минералов постоянного состава [21], хотя для бастнезита из месторождения Олимпик Дам в [22] приведена другая формула этого минерала –  $(\text{Ca},\text{Sr}_{0,01}\text{La}_{0,31}\text{Ce}_{0,49}\text{Nd}_{0,12}(\text{M-HREE})_{0,08})\text{F}_{0,75}\text{CO}_3$

и для корректного моделирования требуются дополнительные знания относительно фторокарбонатов РЗЭ для введения их в модель хотя бы в форме идеальных твердых растворов.

*Работа выполнена по государственному заданию ИГМ СО РАН (0330–2016–0002). Термодинамическое моделирование в щелочных системах проведено за счет средств гранта Президента РФ МК-1113.2019.5.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Smith M.P., Henderson P., Campbell L.S. Fractionation of the REE during hydrothermal processes: Constraints from the Bayan Obo Fe-REE-Nb deposit, Inner Mongolia, China // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2000. – V. 64. – № 18. – P. 3141–3160.
2. Gysi A.P., Williams-Jones A.E., Collins P. Lithogeochemical vectors for hydrothermal processes in the Strange Lake peralkaline granitic REE-Zr-Nb deposit // *Economic Geology*. – 2016. – V. 111. – № 5. – P. 1241–1276.
3. Moller V., Williams-Jones A.E. Petrogenesis of the Nechalacho Layered Suite, Canada: Magmatic Evolution of a REE-Nb-rich Nepheline Syenite Intrusion // *Journal of Petrology*. – 2016. – V. 57. – № 2. – P. 229–276.
4. Castor S.B. The Mountain Pass rare-earth carbonatite and associated ultrapotassic rocks, California // *The Canadian Mineralogist*. – 2008. – V. 46. – № 4. – P. 779–806.
5. REE fractionation, mineral speciation, and supergene enrichment of the Bear Lodge carbonatites, Wyoming / A.K. Andersen, J.G. Clark, P.B. Larson, J.J. Donovan // *Ore Geology Reviews*. – 2017. – V. 89. – P. 780–807.
6. Salvi S., Williams-Jones A.E. The role of hydrothermal processes in the granite-hosted Zr, Y, REE deposit at Strange Lake, Quebec/Labrador: Evidence from fluid inclusions // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1990. – V. 54. – № 9. – P. 2403–2418.
7. Gysi A.P., Williams-Jones A.E. Hydrothermal mobilization of pegmatite-hosted REE and Zr at Strange Lake, Canada: a reaction path model // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2013. – V. 122. – P. 324–352.
8. Tracing the fluid source of heavy REE mineralisation in carbonatites using a novel method of oxygen-isotope analysis in apatite: the example of Songwe Hill, Malawi / S. Broom-Fendley, T. Heaton, F. Wall, G. Gunn // *Chemical Geology*. – 2016. – V. 440. – P. 275–287.
9. Migdisov A.A., Williams-Jones A.E. A spectrophotometric study of Nd (III), Sm (III) and Er (III) complexation in sulfate-bearing solutions at elevated temperatures // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 2008. – V. 72. – P. 5291–5303.
10. Migdisov A.A., Williams-Jones A.E., Wagner T. An experimental study of the solubility and speciation of the Rare Earth Elements (III) in fluoride- and chloride-bearing aqueous solutions at temperatures up to 300 °C // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 2009. – V. 73. – P. 7087–7109.
11. Migdisov A.A., Williams-Jones A.E. Hydrothermal transport and deposition of the Rare Earth Elements by fluorine-bearing aqueous liquids // *Mineral Deposits*. – 2014. – V. 49. – P. 987–997.
12. Hydrothermal transport, deposition, and fractionation of the REE: experimental data and thermodynamic calculations / A. Migdisov, A.E. Williams-Jones, J. Brugger, F.A. Caporuscio // *Chemical Geology*. – 2016. – V. 439. – P. 13–42.
13. Gysi A.P., Williams-Jones A.E., Harlov D. The solubility of xenotime-(Y) and other HREE phosphates ( $\text{DyPO}_4$ ,  $\text{ErPO}_4$  and  $\text{YbPO}_4$ ) in aqueous solutions from 100 to 250 °C and  $p_{\text{sat}}$  // *Chemical Geology*. – 2015. – V. 401. – P. 83–95.
14. Perry E.P., Gysi A.P. Speciation in Hydrothermal Fluids and Partitioning in Calcite // *Geofluids*. – 2018. – V. 2018. – № 8. – P. 1–19.
15. Широсова Г.П., Прокопьев И.Р. Поведение РЗЭ+Y во фторидно-хлоридно-сульфидно-сульфатно-карбонатных средах на гидротермальных стадиях щелочных магматических комплексов по данным термодинамического моделирования // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 12. – С. 75–83.
16. Широсова Г.П., Прокопьев И.Р. Коэффициенты распределения РЗЭ+Y между минералами и охлаждающимся богатым сульфатной серой флюидом (термодинамическое моделирование) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 10. – С. 6–18.
17. Haas J.R., Shock E.L., Sassani D.C. Rare earth elements in hydrothermal systems: Estimates of standard partial molal thermodynamic properties of aqueous complexes of the rare earth elements at high pressures and temperatures // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 1995. – V. 59. – P. 4329–4350.
18. Экспериментальное изучение гидролитических равновесий в близонейтральных и щелочных растворах редкоземельных элементов при 25 °C / С.А. Степанчикова, Р.П. Битейкина, Г.П. Широсова, Г.Р. Колонин // *Геология и геофизика*. – 2014. – Т. 55. – № 8. – С. 1188–1193.
19. Шваров Ю.В. HCh: новые возможности термодинамического моделирования геохимических процессов, предоставляемые Windows // *Геохимия*. – 2008. – № 8. – С. 898–903.
20. Shvarov Yu.V., Bastrakov E. HCh: a software package for geochemical equilibrium modeling: User's Guide (AGSO RECORD 1999/y). – Canberra: Australian Geological Survey Organisation, Dept. of Industry, Science and Resources, 1999. – 57 p.
21. Gysi A.P., Williams-Jones A.E. The thermodynamic properties of bastnasite-(Ce) and parisite-(Ce) // *Chemical Geology*. – 2015. – V. 392. – P. 87–101.
22. Rare earth element fluorocarbonate minerals from the Olympic Dam Cu-U-Au-Ag deposit, South Australia / D.S. Schmandt, N.J. Cook, C.L. Ciobanu, K. Ehrig, B.P. Wade, S. Gilbert, V.S. Kamenetsky // *Minerals*. – 2017. – V. 7. – P. 202.

Поступила 16.10.2018 г.

## Информация об авторах

**Широсова Г.П.**, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории щелочного магматизма и рудообразования Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева Сибирского отделения Российской Академии наук.

**Прокопьев И.Р.**, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории щелочного магматизма и рудообразования Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева Сибирского отделения Российской Академии наук; старший преподаватель кафедры петрографии и геологии рудных месторождений Геолого-геофизического факультета Новосибирского государственного университета.

UDC 550.41

## THERMODYNAMIC MODELING OF REE+Y SPECIATION IN COOLING SULFATE-RICH FLUIDS

Galina P. Shironosova<sup>1</sup>,

shiron@igm.nsc.ru

Ilya R. Prokopyev<sup>1,2</sup>,

prokop@igm.nsc.ru

<sup>1</sup> V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS,  
3, academician Koptug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia<sup>2</sup> Novosibirsk State University,  
1, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

**The relevance** of the work is caused by the fact that the study of speciation of lanthanide + yttrium (REE+Y) in chloride-sulfate-carbonate fluids in various weakly alkaline and weakly acidic conditions allows one to assess the effect of parameters of the ore-forming system on transportation and fractionation of rare-earth elements in oreogenesis within the carbonatite ore-magmatic systems.

**The main aim** of the study is to estimate the contribution of the fluorine-, chloro-, carbonate-bicarbonate, sulfate and phosphate complexes of REE+Y to transport and ore deposition by hydrothermal fluids in weakly alkaline and weakly acidic conditions at 500–100 °C and a pressure of 2000–125 bar.

**The methods:** computational modeling of the effect of hydrothermal fluids on monazite and calcite using the HCh package (developed by Yu.V. Shvarov). To establish the equilibrium state in the program's algorithm, the method of determining the minimum Gibbs free energy of the system (the GIBBS program) in combination with the thermodynamic base UNITERM, supplemented by experimental results for REE complexes and minerals, was used.

**The results.** The paper introduces the distribution of REE+Y by forms in cooling chloride-sulfate-carbonate highly concentrated weakly acidic and weakly alkaline fluids. It was shown that under weakly alkaline conditions, the leading ones are the neutral and second hydro-complexes up to 200 °C. As the temperature decreases to 100 °C, REE+Y are found in the form of the carbonate and second fluorocomplex (Ln, Y) F<sub>2</sub><sup>+</sup>. Under weakly acidic conditions, sulfate complexes of lanthanides prevail sharply in the entire studied range of fluid parameters. With an increase in the lanthanide number (especially for heavy REEs), the role of fluoride complexes grows with a decrease in contribution of sulfate complexes.

**Keywords:**

REE+Y, hydroxy-, fluoro-, chloro-, sulfate, phosphate complexes, speciation in the fluid, sulfate-rich fluid, thermodynamic modeling.

This work was carried out according to the state assignment of the IGM SB RAS (0330–2016–0002). Thermodynamic modeling in alkaline systems was carried out at the expense of the grant of the President of the Russian Federation MK-1113.2019.5.

## REFERENCES

- Smith M.P., Henderson P., Campbell L.S. Fractionation of the REE during hydrothermal processes: Constraints from the Bayan Obo Fe-REE-Nb deposit, Inner Mongolia, China. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2000, vol. 64, no. 18, pp. 3141–3160.
- Gysi A.P., Williams-Jones A.E., Collins P. Lithogeochemical vectors for hydrothermal processes in the Strange Lake peralkaline granitic REE-Zr-Nb deposit. *Economic Geology*, 2016, vol. 111, no. 5, pp. 1241–1276.
- Moller V., Williams-Jones A.E. Petrogenesis of the Nechalacho Layered Suite, Canada: Magmatic Evolution of a REE-Nb-rich Nepheline Syenite Intrusion. *Journal of Petrology*, 2016, vol. 57, no. 2, pp. 229–276.
- Castor S.B. The Mountain Pass rare-earth carbonatite and associated ultrapotassic rocks, California. *The Canadian Mineralogist*, 2008, vol. 46, no. 4, pp. 779–806.
- Andersen A.K., Clark J.G., Larson P.B., Donovan J.J. REE fractionation, mineral speciation, and supergene enrichment of the Bear Lodge carbonatites, Wyoming. *Ore Geology Reviews*, 2017, vol. 89, pp. 780–807.
- Salvi S., Williams-Jones A.E. The role of hydrothermal processes in the granite-hosted Zr, Y, REE deposit at Strange Lake, Quebec/Labrador: Evidence from fluid inclusions. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1990, vol. 54, no. 9, pp. 2403–2418.
- Gysi A.P., Williams-Jones A.E. Hydrothermal mobilization of pegmatite-hosted REE and Zr at Strange Lake, Canada: a reaction path model. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2013, vol. 122, pp. 324–352.
- Broom-Fendley S., Heaton T., Wall F., Gunn G. Tracing the fluid source of heavy REE mineralisation in carbonatites using a novel method of oxygen-isotope analysis in apatite: The example of Songwe Hill, Malawi. *Chemical Geology*, 2016, vol. 440, pp. 275–287.
- Migdisov A.A., Williams-Jones A.E. A spectrophotometric study of Nd (III), Sm (III) and Er (III) complexation in sulfate-bearing solutions at elevated temperatures. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2008, vol. 72, pp. 5291–5303.
- Migdisov A.A., Williams-Jones A.E., Wagner T. An experimental study of the solubility and speciation of the Rare Earth Elements (III) in fluoride- and chloride-bearing aqueous solutions at temperatures up to 300 °C. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2009, vol. 73, pp. 7087–7109.
- Migdisov A.A., Williams-Jones A.E. Hydrothermal transport and deposition of the Rare Earth Elements by fluorine-bearing aqueous liquids. *Mineral Deposits*, 2014, vol. 49, pp. 987–997.
- Migdisov A., Williams-Jones A.E., Brugger J., Caporuscio F.A. Hydrothermal transport, deposition, and fractionation of the REE: Experimental data and thermodynamic calculations. *Chemical Geology*, 2016, vol. 439, pp. 13–42.
- Gysi A.P., Williams-Jones A.E., Harlov D. The solubility of xenotime-(Y) and other HREE phosphates (DyPO<sub>4</sub>, ErPO<sub>4</sub> and YbPO<sub>4</sub>) in aqueous solutions from 100 to 250 °C and p<sub>sat</sub>. *Chemical Geology*, 2015, vol. 401, pp. 83–95.
- Perry E.P., Gysi A.P. Speciation in Hydrothermal Fluids and Partitioning in Calcite. *Geofluids*, 2018, vol. 2018, pp. 1–19.
- Shironosova G.P., Prokopyev I.R. REE+Y behavior in fluoride-chloride-sulphide-sulphate-carbonate environment at hydrother-

- mal stages of alkaline magmatic complexes according to thermodynamic modeling. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 12, pp. 75–83.
16. Shironosova G.P., Prokopyev I.R. Coefficients of distribution of REE+Y between minerals and cooling rich sulfate fluid. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 10, pp. 6–18.
  17. Haas J.R., Shock E.L., Sassani D.C. Rare earth elements in hydrothermal systems: Estimates of standard partial molal thermodynamic properties of aqueous complexes of the rare earth elements at high pressures and temperatures. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1995, vol. 59, pp. 4329–4350.
  18. Stepanchikova S.A., Biteikina R.P., Shironosova G.P., Kolonin G.R. An experimental study of hydroxo complex formation in basic and near-neutral solutions of rare-earth elements and yttrium at 25 °C. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, pp. 941–944.
  19. Shvarov Yu.V. HCh: New potentialities for the thermodynamic simulation of geochemical systems offered by windows. *Geochemistry International*, 2008, vol. 46, no. 8, pp. 834–839.
  20. Shvarov Yu.V., Bastrakov E. *HCh: a Software Package for Geochemical Equilibrium Modeling: User's Guide (AGSO RE-CORD, 1999)*. Canberra, Dept. Industry, Australian Geol. Surv. Org., Sci. Resour., 1999. 57 p.
  21. Gysi A.P., Williams-Jones A.E. The thermodynamic properties of bastnasite-(Ce) and parisite-(Ce). *Chemical Geology*, 2015, vol. 392, pp. 87–101.
  22. Schmandt D.S., Cook N.J., Ciobanu C.L., Ehrig K., Wade B.P., Gilbert S., Kamenetsky V.S. Rare earth element fluorocarbonate minerals from the Olympic Dam Cu-U-Au-Ag deposit, South Australia. *Minerals*, 2017, vol. 7, pp. 202. DOI: 10.3390/min7100202.

Received: 16 October 2018.

#### Information about the authors

**Galina P. Shironosova**, Cand. Sc., senior researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS.

**Ilya R. Prokopyev**, Cand. Sc., senior researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS; senior lecturer, Novosibirsk State University.

УДК 551.435.537:624.139

## ПРИРОДНЫЕ ОПАСНОСТИ НА УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ВОДОВОДА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЯКУТИИ, ВЫЗВАННЫЕ ТЕХНОГЕННОЙ ТЕРМОЭРОЗИЕЙ И ТЕРМОКАРСТОМ

Сальва Андрей Михайлович,

ysaa.ykt@gmail.com

Якутская государственная сельскохозяйственная академия,  
Россия, 677007, г. Якутск, ш. Сергеляхское 3 км, 3.

**Актуальность.** Проблемы территорий криолитозоны связаны с широким развитием и активностью распространения процессов термоэрозии, термокарста и других криогенных процессов. На одном из участков трассы магистрального водовода «Лена–Мюрю» в Центральной Якутии возникли опасности, оказывающие негативное воздействие на устойчивость трубопровода. Техногенные криогенные процессы (термокарст, термоэрозия и др.) по масштабам и последствиям приносят магистральному водоводу и обслуживающей автодороге огромный материальный и экономический ущерб. Почему техногенные? Потому, что основной фактор – техногенный – срезка поверхностного слоя землеройной техникой.

**Цель:** выявление и раскрытие причин природных опасностей криогенных процессов (термокарст и термоэрозия) на трассе магистрального водовода.

**Объектом** исследования является геоэкологическая среда, рассматриваемая при эксплуатации участка магистрального водовода «Сырдах–Борогонцы» в Центральной Якутии.

**Методы:** полевые маршрутные наблюдения, простые эмпирические исследования (наблюдение, описание, измерение) и некоторые виды инженерно-геологических изысканий. Изучение архивных материалов и новейших сведений позволили проследить развитие криогенных процессов в динамике.

**Результаты.** При выявлении и раскрытии причин термоэрозии на трассе магистрального водовода были установлены факторы образования термоэрозии и составлена ее картосхема. Выявлены и охарактеризованы места с природными опасностями от влияния криогенных процессов. Геоэкологические условия территории благоприятны для развития термокарста и термоэрозии, но ключевым фактором является техногенный – подрезка почвенно-растительного слоя, наличие ледового комплекса, включая верхнечетвертичные отложения супесей и пылеватых песков, а также обводнение термокарстовых котловин.

### Ключевые слова:

Природные опасности, многолетнемерзлые породы, ледовый комплекс, криогенные процессы, термокарст, термоэрозия, повторно-жильный лед, магистральный водовод «Лена–Мюрю», Центральная Якутия.

### Введение

В период проектирования, строительства и эксплуатации линейных гидротехнических сооружений очень важно учитывать сложности инженерно-геоэкологических условий территории со сложными мерзлотными процессами (термокарста, термоэрозии и других процессов). Они могут быть причинами природных опасностей [1–3]. Основные требования к установлению причин и оценке природной опасности такие же, как и у инженерно-геологических изысканий, – это достоверность, достаточность, правильная интерпретация результатов с учетом природных условий и техногенных воздействий. В будущем неучитывание проявлений криогенных процессов может быть очень серьезным: от незначительных признаков – заболачивание территории и развития полигонального микрорельефа (рис. 5), до серьезных ситуаций (рис. 2).

При строительстве и эксплуатации объектов магистрального водоснабжения в Центральной Якутии основными криогенными процессами, которые могут представлять большую опасность и причинить ущерб сооружению, являются: термокарст, термоэрозия, бугры пучения и развитие ледового комплекса, в виде повторно-жильных льдов [4–21]. Одним из способов решения этой проблемы является установление опасных мест активизации термокарстовых и термоэрозионных процессов на

основе полевых наблюдений (сбора материалов за весь период) – натурного мониторинга.

Термоэрозия [12] по основному фактору образования очень похожа на такие геологические процессы, как эрозии и оврагообразования, тем, что она провоцируется текучими водами. Что касается оврага, то здесь налицо и сходство морфологических параметров. По аналогии с описанием оврагов автор решил использовать те же параметры для морфологической характеристики термоэрозии.

Цель работы – выявить природные опасности на участках магистрального водовода и провести оценку техногенной термоэрозии для предупреждения опасных ситуаций, связанных с развитием термокарста и термоэрозии.

Изучение основано на материалах полевых инженерно-геологических исследований автора, а также литературных и фондовых данных.

### Объект исследования и его особенности

В качестве объекта исследования был выбран участок эксплуатируемого водовода «Сырдах–Борогонцы» в Центральной Якутии, протяженностью около 16 км (рис. 1). Этот участок принадлежит к магистральному водоводу «Лена–Мюрю», расположенному в Усть-Алданском улусе (районе) Республики Саха (Якутии), находится на Лено-Амгинском междуречье, имеет длину более 73 км

и приурочен к юго-восточной части Центрально-Якутской низменности. Магистральный водовод введен в эксплуатацию 30 октября 1998 г. [7]. Трасса водовода проходит по четырем основным террасам: Якутской, Бестяхской, Тунгюлюнской и Абалахской. Мощность криолитозоны в данном районе составляет от 300 до 500 м. В геологическом строении района принимают участие юрские и неогеновые отложения, которые перекрыты толщей четвертичных отложений. Они представлены, как описано выше, аккумулятивными террасами. Выделяются низкие террасы – Якутская (абсолютная высота 99–102 м), средневысотные – Бестяхская (140–163 м), Тунгюлюнская псевдотерраса (156–183 м) и Абалахская (201–219 м). Особенностью верхнего горизонта отложений, представленных лессовидными суглинками, супесями [9], реже пылеватыми песками, является развитие ледового комплекса (мощностью 40–60 м). Повторно-жильные льды полностью пронизывают толщу горных пород [10].

#### Методы исследования

Материалы исследования получены в ходе мониторинговых обследований деформаций участка магистрального водовода. Для выявления и раскрытия причин природно-техногенных опасностей криогенных процессов (термокарст, термоэрозия и др.) на трассе магистрального водовода было использовано полевое маршрутное наблюдение, описан и измерен процесс термоэрозии, некоторые виды инженерно-геологических изысканий – бурение скважин и лабораторные исследования грунтов, а также логический анализ. Изучение ар-

хивных материалов позволило проследить развитие криогенных процессов в динамике.

#### Результаты и их обсуждение

Трасса магистрального водовода «Лена–Мюрю» проложена по территории с активным протеканием термокарстовых и термоэрозионных процессов. Участок водовода «Сырдах–Борогонцы» входит в зону наибольшей активизации криогенных процессов, его протяженность составляет около 16 км. За период наблюдений в 2018 г. на участке «Сырдах–Борогонцы» было обнаружено три проявления термокарсто-термоэрозионной опасности, вызванной техногенной деятельностью человека. По мнению автора, основными факторами этого процесса являются не только снятие в 1996 г. почвенно-растительного слоя во время строительства обслуживающей автодороги, но и последующее образование избыточной влаги и термокарстовых озер.

Первое проявление (рис. 2, фото 1) – это термоэрозионный овраг, образовавшийся в 2011 г. Он находится в 1,4 км по трассе водовода от склона аласа Мюрю. Второе проявление (рис. 2, фото 2) – это термокарстовый провал, образованный в 2014 г., который находится в 4 км по трассе водовода от склона аласа. И третье проявление (рис. 2) – собственно термоэрозия, в статье автор более подробно уделяет внимание этому явлению.

Термоэрозия на участке (6,5 км) водовода активизировалась весной 2018 г. За лето на этом участке трассы магистрального водовода «Лена–Мюрю» (рис. 3) она прошла поперек обслуживающей дороги и небольшого лесного массива. По мнению авто-

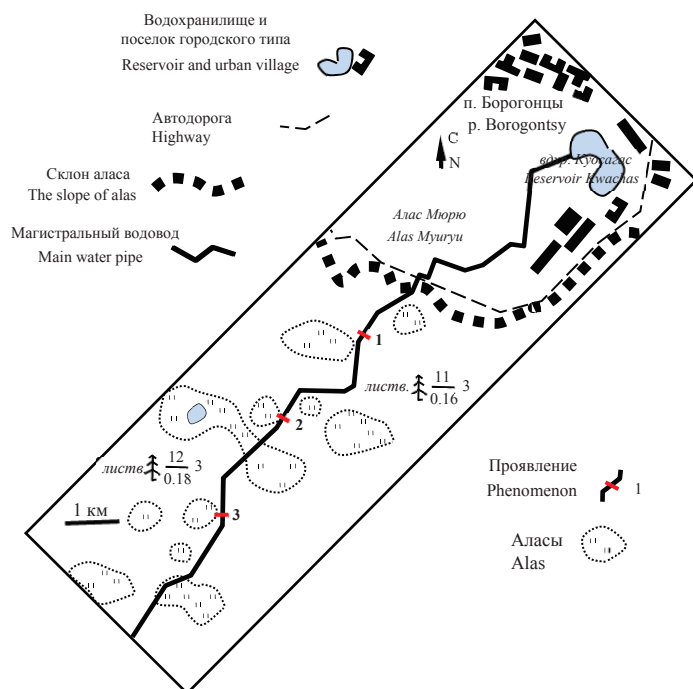


Рис. 1. Картограмма участка магистрального водовода «Сырдах–Борогонцы» с тремя проявлениями криогенных процессов

Fig. 1. Map chart of the area of the main water pipeline «Syrdakh–Borogontsy» with three manifestations of cryogenic processes

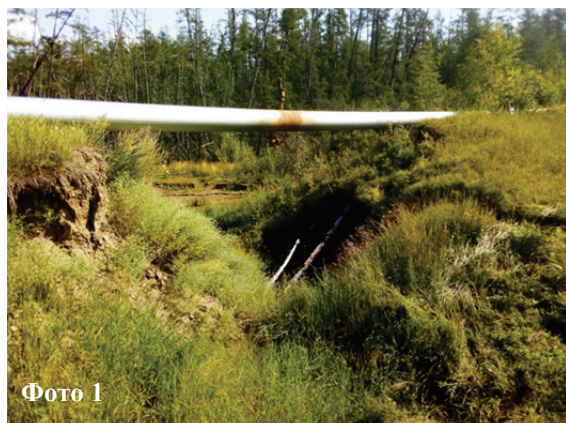


Рис. 2. Места и проявления на участке водовода «Сырдах–Борогонцы», угрожающие прогибом и конкретным механическим разломом: первое проявление (фото 1) – термоэрозионный овраг, второе проявление (фото 2) – термокарстовый провал

Fig. 2. Places and phenomena on the part of the conduit «Syrdakh–Borogontsy», threatening a deflection and a specific mechanical fault: the first manifestation (photo 1) is thermoerosion ravine, the second manifestation (photo 2) is thermokarst failure

ра, причинами появления термоэрозионного процесса являются: удаление бульдозером в 1993 г. почвенно-растительного слоя и вследствие этого возникновение процесса заболачивания территории – образование полигонального микрорельефа – так называемого «былара» и «дюёдя» – стадий развития термокарста (по П.А. Соловьеву [11]).

Проявление техногенной термоэрозии располагается в западном направлении от ее вершины. Устье выходит на алас, ее длина более 200 м, ширина термоэрозии – 8–25 м. Глубина термоэрозии – 6–10 м, профиль имеет V-образную форму, на склонах просматриваются клинья повторно-жильных льдов. К данному горизонту отнесены отложения Бестяхской, Тунгюлюнской и Абалахской

террасы, представленные суглинками, супесями, песками пылеватыми. На рис. 3 также показаны места проходки выработок – трех скважин. Бурение осуществлялось ручным способом до 3 м (рис. 4). Отбор проб проводился в интервале глубин 1; 1,5; 2 и 3 м. Клинья повторно-жильных льдов были обнаружены с глубины оттаивания (1,3–1,5 м). Разновидности грунтов определены в лабораторных условиях, которые показали, что это были супеси и пылеватые пески [22].

### Заключение

Развитие и активизация термокарсто-термоэрозионных процессов на участке магистрального водовода «Сырдах–Борогонцы» зависит от сочетания

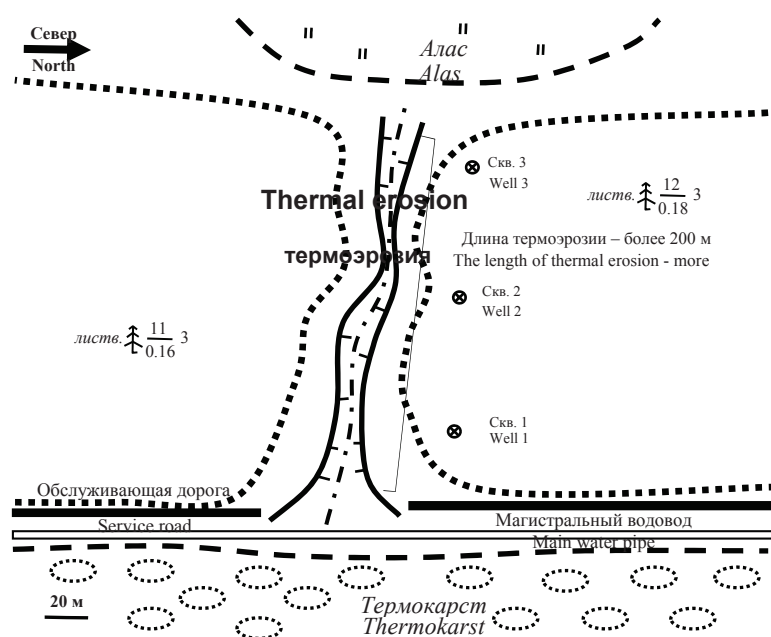


Рис. 3. Плановое положение техногенной термоэрозии на участке водовода «Сырдах–Борогонцы»

Fig. 3. Position of technogenic thermal erosion on the site of the water main «Syrdakh–Borogontsy»

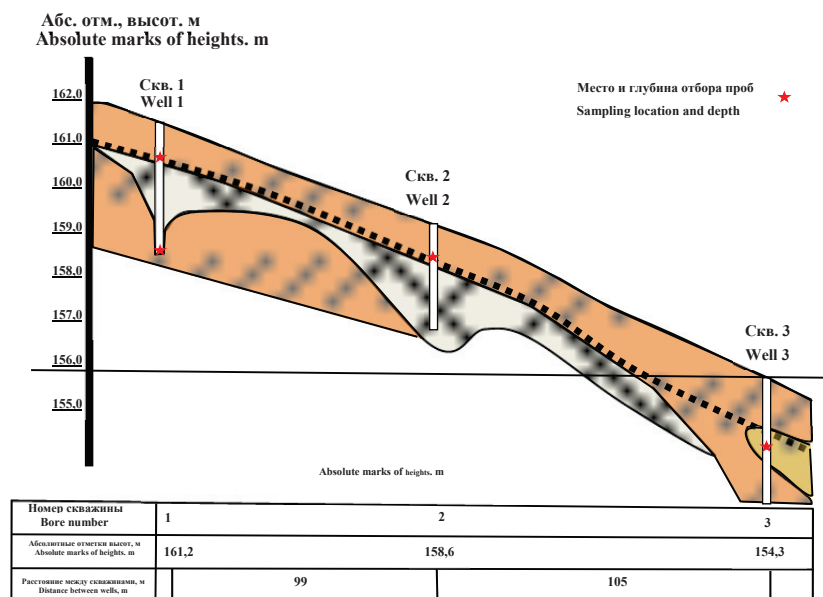


Рис. 4. Инженерно-геологический разрез участка техногенной термоэрозии

Rig. 4. Engineering-geological section of the site of technogenic thermal erosion



Рис. 5. Участок магистрального водовода «Сырдах-Борогонцы» и угрожающая ему техногенная термоэрозия: (А) термоэрозия с обнажившимися клиньями повторно-жильных льдов (ПЖЛ), сильнольдистых супесей и песков пылеватых; Б) образование полигонального микро рельефа – так называемого «былара» начальной стадии термокарста и направление исходящего водного потока

Fig. 5. Section of the main conduit «Syrdakh-Borogontsy» and threatening man-made thermal erosion: A) thermal erosion with the exposed wedges to underground (massive) ice, icy sandy loams and silty sands; B) formation of polygonal microrelief – the so-called «bylar» of the initial stage of thermokarst and direction of the outgoing water stream

ния его геокриологических условий, рельефа, режима осадков и, главное, от антропогенной нагрузки. В результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- 1) участок трассы эксплуатируемого водовода находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород и широким развитием криогенных геологических процессов. Он расположен на абсолютной высоте 160–165 м, с аласами до 130–140 м по дну;
- 2) из основных криогенных геологических процессов на территории прохождения трассы во-

двода распространены: термокарст, термоэрозия и заболачивание;

- 3) проведенные исследования показали, что термоэрозия за один 2018 г. прорезала ледовый комплекс отложений – это невероятно, но факт. По своду правил [3] весьма опасная овражная термоэрозия за час может пройти более  $0,1 \text{ м}^2$  или  $3$ . Получается, в сутки это более 2 м. Это говорит о катастрофической разрушающей активизации термоэрозии, тем более она имеет техногенный характер.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 22.0.03–97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Природные чрезвычайные ситуации. Термины и определения. – М.: Стандарт РФ, 2002. – 11 с.
2. ГОСТ Р 22.1.11–2002 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг состояния водоподпорных гидротехнических сооружений (плотин) и прогнозирование возможных последствий гидродинамических аварий на них. Общие требования. – М.: Госстандарт России, 2002. – 15 с.
3. СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22–01–95. – М.: Минстрой России, 2016. – 49 с.
4. Веремеева А.А. Формирование и современная динамика озерно-термокарстового рельефа тундровой зоны Колымской низменности по данным космической съемки: дис.... канд. геогр. наук. – М., 2017. – 134 с.
5. Макарычева Е.М. Региональный анализ распространения термокарстовых явлений в окрестности магистральной нефтепроводной системы: дис.... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2018. – 205 с.
6. Родионова Т.В. Исследование динамики термокарстовых озер в различных районах криолитозоны России по космическим снимкам: дис.... канд. геогр. наук. – М., 2014. – 196 с.
7. Сальва А.М. Магистральный водовод «Лена–Мюрю» в Центральной Якутии // Гидротехническое строительство. – 2016. – № 1. – С. 18–20.
8. Сальва А.М. Техноприродные криогенные процессы в зоне влияния магистрального водоснабжения в Центральной Якутии (на примере участка самотечного канала): дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Якутск, 2012. – 136 с.
9. Сальва А.М. Перспективы развития магистрального водоснабжения в заречных районах Центральной Якутии // Водоснабжение и санитарная техника. – 2016. – № 3. – С. 36–40.
10. Сальва А.М. Физические свойства мерзлых грунтов трассы магистрального канала Туора Кюель – Татта в Центральной Якутии // Инженерная геология. – 2013. – № 5. – С. 48–51.
11. Соловьев П.А. Аласный рельеф Центральной Якутии и его происхождение // Многолетнемерзлые породы и сопутствующие им явления на территории Якутской АССР. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – С. 38–53.
12. Термоэрозия дисперсных пород / под ред. Э.Д. Ершова. – М.: Изд-во Моск. Ун-та. 1982. – 196 с.
13. Шур Ю.Л. Термокарст – к теплофизическим основам учения о закономерностях развития процесса. – М.: Недра, 1977. – 80 с.
14. Linkages between lake shrinkage/expansion and sublacustrine permafrost distribution determined from remote sensing of interior Alaska, USA / S.M. Jepsen, C.I. Voss, M.A. Walvoord, B.J. Minsley, J. Rover // Geophys. Res. Lett. – 2013. – P. 40.
15. Ponding vs. baydzherakh formation on Yedoma uplands: Implications for modern thermokarst development and thaw subsidence in North Yakutia / F. Günther, G. Grosse, A. Veremeeva, G. Maximov // XI International Conference on Permafrost. Book of Abstracts / Eds. F. Günther, A. Morgenstern. – Potsdam, Germany: Bibliothek Wissenschaftspark Albert Einstein, 2016. – P. 869–870.
16. Grosse G., Jones B., Arp C. Thermokarst lakes, drainage and drained basins // Treatise on Geomorphology / Ed. by J.F. Shroder. – San-Diego: Academic Press, 2013. – V. 8. – P. 325–353.
17. Satellite-derived changes in the permafrost landscapes of Central Yakutia, 2000–2011: wetting, drying, and fires / J. Boike, T. Grau, B. Heim, F. Günther et al. // Global Planet. Change. – 2016. – V. 139. – P. 116–127.
18. Burn C.R., Smith M.W. Development of thermokarst lakes during the Holocene at sites near Mayo, Yukon Territory // Permafrost and Periglacial Processes. – 1990. – V. 1. – P. 161–176.
19. Observing Muostakh Island disappear: erosion of a ground-ice-rich coast in response to summer warming and sea ice reduction on the East Siberian shelf / F. Günther, P. Overduin, A. Baranskaya, T. Opel, M.N. Grigoriev // The Cryosphere Discussions. – 2013. – № 7. – P. 4101–4176.
20. Seasonal thaw settlement at drained thermokarst lake basins, Arctic Alaska / L. Liu, K. Schaefer, A. Gusmeroli, G. Grosse, B.M. Jones, T. Zhang, A.D. Parsekian, H.A. Zebker // The Cryosphere Discuss. – 2013. – № 7. – P. 5793–5822.
21. Murton J.B. Thermokarst sediments and sedimentary structures, Tuktoyaktuk Coastlands, western Arctic Canada // Global and Planetary Change. – 2001. – № 28. – P. 175–192.
22. ГОСТ 25100–2011 Грунты. Классификация. – М.: МНТК, 2013. – 63 с.

Поступила: 18.01.2019 г.

## Информация об авторах

**Сальва А.М.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры землеустройства и ландшафтной архитектуры Якутской государственной сельскохозяйственной академии.

UDC 551.435.537:624.139

## NATURAL HAZARDS AT THE SITE OF THE WATER MAIN IN CENTRAL YAKUTIA, CAUSED BY ANTHROPOGENIC THERMOEROSIVE AND THERMOKARST

Andrey M. Salva,

salvaam@mail.ru

Yakutsk State Agricultural Academy,  
3, Sergelyakhskoe highway 3 km, Yakutsk, 677007, Russia.

**The relevance.** The problems of the cryolithozone territories are related to the wide development and activity of thermal erosion, thermokarst and other cryogenic processes. On one of the sections of the route of the water main «Lena–Myuryu» in Central Yakutia the danger occurs. It has negative impact on stability of the pipeline. Man-made cryogenic processes (thermokarst, thermal erosion, etc.) on the scale and consequences bring great material and economic damage to the main water pipeline and road maintenance. Why anthropogenic? Because the main factor – technogenic-cutting of the surface layer by earthmoving machinery.

**The main aim** of the research is to identify and disclose the causes of natural hazards of cryogenic processes (thermokarst and thermal erosion) on the route of the main water pipeline.

**The object** of the study is the geocryological environment considered in operation of the section of the main water conduit «Syrdah–Borogontsy» in Central Yakutia.

**Methods:** field route observations, simple empirical studies (observation, description, measurement) and some types of engineering-geological surveys. The study of archival materials and the latest information allowed tracing the development of cryogenic processes in dynamics.

**Results.** At detection and disclosure of the reasons of thermal erosion on the route of the water main the factors of its formation were determined and its map chart was made. The author has identified and characterized the places with natural hazards from the influence of cryogenic processes. The geocryological conditions of the territory are favorable for development of thermokarst and thermal erosion, but the key factor is technogenic-pruning of the soil and vegetation layer, the presence of the ice complex, including the upper Quaternary deposits of sandy loams and silty sands, as well as the flooding of thermokarst basins.

### Key word:

Natural hazards, permafrost, ice complex, cryogenic processes, thermokarst, thermoerosion, underground (massive) ice, trunk main «Lena–Myuryu», Central Yakutia.

### REFERENCES

1. GOST 22.0.03–97 *Bezopasnost v chrezvychaynykh situatsiyakh. Prirodnye chrezvychaynye situatsii. Terminy i opredeleniya* [Safety in emergencies. Natural emergencies. Terms and definitions]. Moscow, Standard of Russian Federation, 2002. 11 p.
2. GOST R 22.1.11–2002 *Bezopasnost v chrezvychaynykh situatsiyakh. Monitoring sostoyaniya vodoprovodnykh gidrotekhnicheskikh ssoruzheniy (plotin) i prognozirovaniye vozmozhnykh posledstviy gidrodinamicheskikh avari na nikh. Obshchie trebovaniya* [Safety in emergencies. Monitoring the state of water-bearing hydraulic structures (dams) and forecasting the possible consequences of hydrodynamic accidents on them. General requirements]. Moscow, State Standard Of Russia, 2002. 15 p.
3. SP 115.13330.2016 *Geofizika opasnykh prirodnnykh vozdeystviy* [Geophysics of natural hazards]. Actualized edition of SNiP 22–01–95. Moscow, Minstroy Rossii Publ., 2016. 49 p.
4. Veremeeva A.A. *Formirovaniye i sovremennaya dinamika ozerno-termokarstovogo reliefa tundrovoy zony Kolymskoy nizmennosti po dannym kosmicheskoy semki*. Dis. Kand. nauk [Formation of the modern dynamics of the lake-thermokarst relief of the tundra zone of the Kolyma lowland according to the space survey. Cand. Diss.] Moscow, 2017. 134 p.
5. Makarycheva E.M. *Regionalny analiz rasprostraneniya termokarstovyykh yavleniy v okrestnosti magistralnoy nefteprovodnoy sistemy*. Dis. Kand. nauk [Regional analysis of propagation of thermokarst phenomena in the vicinity of the main oil pipeline system. Cand. Diss.] Moscow, 2018. 205 p.
6. Rodionova T.V. *Issledovaniye dinamiki termokarstovyykh ozer v razlichnykh rayonakh kriolitozony Rossii po kosmicheskim snimkam*. Dis. Kand. nauk [Study of thermokarst lakes dynamics in different regions of the cryolithozone of Russia by space images. Cand. Diss.] Moscow, 2014. 196 p.
7. Salva A.M. Trunk main Lena–Muru in Central Yakutia. *Hydro-technical construction*, 2016. no 1, pp. 18–20. In Rus.
8. Salva A.M. *Tekhnoprirodnye kriogennyye protsessy v zone vliyaniya magistralnogo vodosnabzheniya v Tsentralnoy Yakutii (na primere uchastka samotechnogo kanala)*. Dis. Kand. nauk [Technopriodic processes in the zone of influence of the main water supply in Central Yakutia (on the example of the section of the gravity channel). Cand. Diss.] Yakutsk, 2012. 136 p.
9. Salva A.M. Prospects of development of main water supply in the Central Yakutia river regions. *Water Supply and sanitary engineering*, 2016, no. 3, pp. 36–40. In Rus.
10. Salva A.M. Physical properties of frozen soils of the trunk channel Tuora Kuel – Tatta in Central Yakutia. *Engineering Geology*, 2013, no. 5, pp. 48–51. In Rus.
11. Soloviev P.A. Alasny relief Tsentralnoy Yakutii i ego proiskhozhdeniye [Alasny relief of Central Yakutia and its origin]. *Mnogoletnemerzlye porody i soputstvuyushchie im yavleniya na territorii yakutskoy ASSR* [Permafrost and associated phenomena in the Yakut ASSR]. Moscow, USSR AS Press, 1962. pp. 38–53.
12. Ershov E.D. *Termoeroziya dispersnykh porod* [Thermal erosion of dispersed rocks]. Moscow, Moscow University Publ., 1982. 196 p.
13. Shur Yu.L. *Termokarst: k teplofizicheskim osnovam ucheniya o zakonomernostyakh razvitiya protsessov* [Thermokarst: thermophysical fundamentals of the doctrine of the regularities in process development]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 80 p.
14. Jepsen S.M., Voss C.L., Walvoord M.A., Minsley B.J., Rover J. Linkages between lake shrinkage/expansion and sublacustrine permafrost distribution determined from remote sensing of interior Alaska, USA. *Geophys. Res. Lett.*, 2013, pp. 40.
15. Günther F., Grosse G., Veremeeva A., Maximov G. Ponding vs. baydzherakh formation on Yedoma uplands: Implications for modern thermokarst development and thaw subsidence in North Yakutia. *XI International Conference on Permafrost. Book of Ab-*

- tracts. Eds. F. Günther, A. Morgenstern. Potsdam, Germany, Bibliothek Wissenschaftspark Albert Einstein, 2016. pp. 869–870.
16. Grosse G., Jones B., Arp C. Thermokarst lakes, drainage and drained basins. *Treatise on Geomorphology*. Ed. by J.F. Shroder. San-Diego, Academic Press, 2013. Vol. 8, pp. 325–353.
17. Bolke J., Grau T., Heim B., Günther F. Satellite-derived changes in the permafrost landscapes of Central Yakutia, 2000–2011: wetting, drying, and fires. *Global Planet. Change*, 2016, vol. 139, pp. 116–127.
18. Burn C.R., Smith M.W. Development of Thermokarst lakes during the Holocene at sites near Mayo, Yukon Territory. *Permafrost and Periglacial Processes*, 1990, vol. 1, pp. 161–176.
19. Günther F., Overduin P., Baranskaya A., Opel T., Grigoriev M.N. Observing Muostakh Island disappear: erosion of a ground-ice-rich coast in response to summer warming and sea ice reduction on the East Siberian shelf. *The Cryosphere Discussions*, 2013, no. 7, pp. 4101–4176.
20. Liu L., Schaefer K., Gusmeroli A., Grosse G., Jones B.M., Zhang T., Parsekian A.D., Zebker H.A. Seasonal thaw settlement at drained thermokarst lake basins, Arctic Alaska. *The Cryosphere Discuss*, 2013, no. 7, pp. 5793–5822.
21. Murton J.B. Thermokarst sediments and sedimentary structures, Tuktoyaktuk Coastlands, western Arctic Canada. *Global and Planetary Change*, 2001, no. 28, pp. 175–192.
22. GOST 25100–2011. *Grunt. Klassifikatsiya* [State Standard 25100–2011. Soils. Classification]. Moscow, MNTKS Publ., 2013. 63 p.

Received: 18 January 2019.

#### Information about the authors

**Andrey M. Salva**, Cand. Sc., associate professor, Yakutsk State Agricultural Academy.

УДК 550.382.4

## ВЛИЯНИЕ СФЕРИЧНОСТИ ЗЕМЛИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ АЭРОМАГНИТНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ НАД ПЛАТОБАЗАЛЬТАМИ (НА ПРИМЕРЕ НОРИЛЬСКОГО РАЙОНА)

Долгаль Александр Сергеевич,  
dolgal@mi-perm.ru

Учреждение Российской академии наук «Горный институт» Уральского отделения РАН,  
Россия, 620007, г. Пермь, ул. Сибирская, 78-А.

**Актуальность** исследования обусловлена целесообразностью использования модельных представлений, адекватных реальным физико-геологическим условиям, при редуцировании результатов магниторазведки в областях развития платобазальтов. **Цель:** оценка влияния сферичности Земли на аномальное магнитное поле в условиях резко расчлененного рельефа дневной поверхности, сложенного магматическими горными породами, обладающими повышенной намагниченностью (на практических материалах).

**Методы:** вычисление поправок за влияние магнитного рельефа местности путем решения прямой задачи магниторазведки для области с радиусом 20 км в двух вариантах: для плоской и шарообразной моделей Земли. Выполнено сопоставление полученных результатов и пространственно-статистический анализ выявленных различий. Предполагалось, что вектор намагничивания слагающих рельеф горных пород направлен по современному геомагнитному полю региона. Переменная по латерали эффективная намагниченность верхней части разреза определялась путем решения линейной обратной задачи магниторазведки.

**Результаты.** Кратко охарактеризована проблема учета влияния рельефа местности при измерениях магнитного поля над вулкано-генными образованиями. На примере материалов крупномасштабной высокоточной аэромагнитной съемки, выполненной в центральной части Норильского рудного района, показаны нелинейные искажения сигнала, связанные с криволинейностью земной поверхности. Амплитуда этих искажений (по модулю) достигает 100–200 нТл и более при сравнительно небольших различиях высотных отметок для разных моделей. Это объясняется высокими значениями вертикального градиента магнитного поля.

**Выводы.** С целью подавления интенсивных аномалий-помех, обусловленных магнитными породами, слагающими верхнюю часть геологического разреза, предложено вычисление топографических поправок с использованием сферической модели Земли. Представляется также перспективным использование статистического подхода, в неявном виде учитывающего форму земной поверхности, для выделения аномалий «рельефной» природы.

### Ключевые слова:

Платобазальты, рельеф местности, аэромагнитная съемка, аномалия, топографическая поправка, редуцирование, модель Земли.

### Введение

По сравнению с гравиразведкой, в магниторазведке гораздо слабее проработаны вопросы, касающиеся учета влияния рельефа земной поверхности, сложенного интенсивно намагниченными горными породами, в частности – платобазальтами. Платобазальты, образовавшиеся при линейных излияниях лавы в периоды тектоно-магматической активации платформ, развиты в Сибири, Индостане, в Южной Америке, Южной Африке, Тасмании, Антарктиде и занимают около 5 млн км<sup>2</sup> площади континентов [1]. В частности, 250000 км<sup>2</sup> территории России занимает трапповое плато Путорана, второе (после плато Декан) по величине в мире, абсолютные отметки высот в пределах которого достигают 1500–1700 м. С процессами платформенного магматизма связаны месторождения цветных и редких металлов [2], железных руд, камнецветного сырья и др. полезных ископаемых, для поиска которых используются геофизические методы, в т. ч. аэромагнитная съемка (АМС).

Характерной особенностью платобазальтов является сложный характер аномального магнитного поля  $\Delta T$ , обусловленный их высокими магнитными свойствами (эффективная намагниченность  $J_{\text{эф}} = 3\text{--}5$  А/м и более) и резко расчлененным рельефом местности, практически полностью исключаящий «возможность интерпретации аномалий,

связанных с более крупными и глубинными объектами» [3]. Моделирование магнитных аномалий-помех «рельефной» природы осуществляется путем решения прямой задачи магниторазведки [4] для цифровой модели местности (ЦММ) при априорно заданной намагниченности верхней части геологического разреза, как правило, зависящей от координат:  $J_{\text{эф}} = J_{\text{эф}}(x, y)$  [5]. Полученные таким образом значения магнитного поля являются поправками за влияние рельефа местности  $\delta T_p$  (топографическими поправками) [5–7]. Физический смысл топографической редукции в гравиразведке и магниторазведке одинаков – приближенное определение аномального эффекта от приповерхностного слоя горных пород с целью его последующего исключения из наблюдаемых значений поля [8]. Данная редукция может применяться совместно с пересчетом аномального магнитного поля на горизонтальную плоскость [5] или с его аналитическим продолжением на поверхность, конкордантную рельефу земной поверхности («draping» в зарубежной терминологии) [9, 10].

При решении прикладных задач в качестве моделей Земли используются: плоскость, шар, эллипсоид вращения, квазигеоид, геоид. Вычисление гравитационных аномалий в редукции Буге может базироваться как на плоском [11], так и на сферическом [12] представлениях о слое однородных по

плотности горных пород  $\sigma = \text{const}$  в окрестностях пункта наблюдений. Установлено, что значения соответствующих поправок  $\Delta g_p + \delta g_p$  имеют заметные различия [13]. При вычислении поправок за влияние магнитного рельефа  $\delta T_p$  традиционно используется модель «плоской Земли», геометрические параметры которой характеризует прямоугольная система координат  $\Sigma xyz$ , а нижней границей ЦММ является горизонтальная поверхность. Такая идеализация физико-геологических реалий на первый взгляд кажется вполне оправданной, т. к. область учитываемого влияния рельефа  $S$  в магниторазведке, как правило, меньше, чем в гравиметрической съемке (для средне- и мелкомасштабных гравиметрических съемок радиус области  $S$  равен 200 км). Однако влияние формы Земли вносит существенный вклад в амплитуду магнитных аномалий, отвечающих влиянию выходящих на дневную поверхность вулканогенных пород, и его требуется принимать во внимание при разработке методов редуцирования результатов аэромагнитных измерений.

### Методика и результаты обработки данных аэромагнитной съемки

В данной статье будет рассмотрен вопрос о целесообразности использования «сферической» модели Земли при расчете топографических поправок  $\delta T_p$  на примере материалов крупномасштабной АМС нового поколения, выполненной НФ ВСЕГЕИ в 2012–2013 гг. в центральной части Норильского рудного района на площади 10000 км<sup>2</sup>. Комплексная аэрогеофизическая съемка выполнялась на самолете Ан-3 по системе прямолинейных широтных маршрутов с обтеканием рельефа, расстояние между маршрутами 250 м, средняя высота полета  $H_{\text{пол}}$  – 122 м. Для измерений магнитного поля использовался аэромагнитометр ГТ-МАГ, укомплектованный квантовым цезиевым датчиком CS-2 фирмы SCINTREX (Канада). Среднеквадратическая погрешность аэромагнитной съемки для поля с горизонтальным градиентом менее 50 нТл/км составила  $\pm 0,89$  нТл. Точность определения координат с использованием GPS-технологий составила  $\pm 1,55$  м.

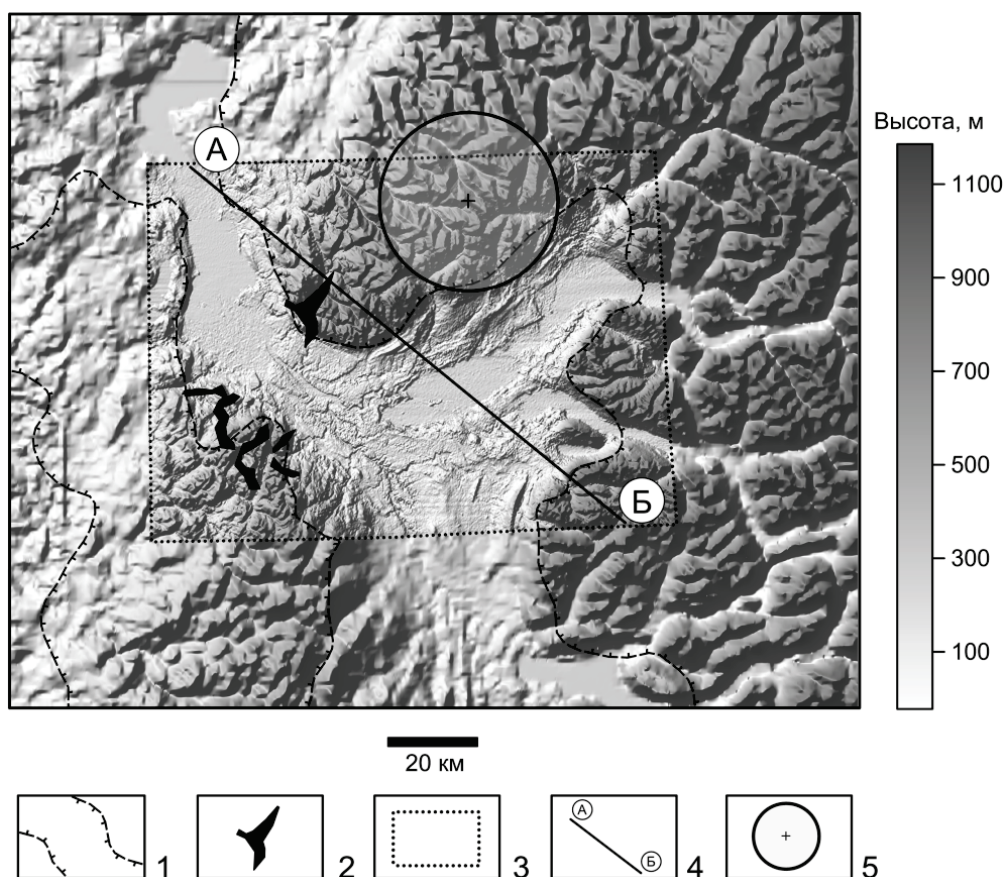


Рис. 1. Карта рельефа дневной поверхности центральной части Норильского района: 1 – границы зон развития вулканогенных образований; 2 – рудоносные интрузии; 3 – контур площади аэромагнитной съемки; 4 – профиль АБ; 5 – «палетка» для расчета топографических поправок  $\delta T_p$

Fig. 1. Map of the surface relief of the Norilsk region central part: 1 are the boundaries of the zones of development of volcanic formations; 2 are the ore-bearing intrusions; 3 is the contour of aeromagnetic shooting area; 4 is the AB profile; 5 is the «palette» for calculation of topographical corrections  $\delta T_p$

В пределах площади съемки находятся Хан-тайско-Рыбинское поднятие, сложенное преимущественно терригенно-карбонатными, сульфатно-терригенными угленосными отложениями палеозоя, а также брахиосинклинали (мульды), выполненные туфобазальтовыми формациями поздней перми и раннего триаса – Норильская, Вологчанская, Хараелахская, Имандинская, Иконская [14]. Зоны развития вулканогенных пород, занимающие около 48 % рассматриваемой территории, характеризуются преимущественно расчлененным рельефом дневной поверхности с абсолютными отметками высот рельефа до 700–1000 м и более. Широко развиты интрузивные образования триаса, в т. ч. дифференцированные тела габброидов, с которыми связаны крупнейшие в мире платино-медно-никелевые месторождения Норильск 1, Талнахское, Октябрьское (рис. 1). Амплитуда аномального магнитного поля в районе исследований изменяется от –1500 до 2150 нТл, отмечается пространственная корреляция интенсивных положительных аномалий  $\Delta T$  с наиболее приподнятыми участками в пределах траптовых мульд. Следует отметить, что интенсивность локальных магнитных аномалий  $\Delta T$ , обусловленных дифференцированными интрузиями, как правило, не превышает 50–100 нТл. Выделение аномалий «рудной» природы в пределах траптовых мульд крайне затруднительно и традиционные методы трансформации магнитного поля для этой цели не дают положительных результатов.

При вычислении топографических поправок  $\delta T_p$  в качестве элементарных тел, аппроксимирующих рельеф земной поверхности, использовались вертикальные прямоугольные призмы. Размер оснований призм  $100 \times 100$  м отвечал шагу сети ЦММ. Вектор намагниченности  $J_{эф}$  каждой призмы был направлен по современному магнитному полю  $T_0$  региона исследований: наклонение  $I=83,5^\circ$ , склонение  $D=17,6^\circ$ . Апликаты верхних оснований призм отвечали абсолютным отметкам высот  $H$  земной поверхности, нижние основания располагались на уровне  $z=0$ . Путем векторизации крупномасштабных топографических карт была сформирована ЦММ, имеющая площадь 30500 кв. км, представляющая собой прямоугольную матрицу высот  $H$ , размером 1581 строка, 1931 столбец. Полученное в процессе АМС аномальное магнитное поле было представлено в виде матрицы  $\Delta T$  размером 911 столбцов, 1229 строк. С использованием данных радиовысотометра была сформирована матрица абсолютных отметок точек измерений  $H_{пол}$ .

С целью оценки размеров области  $S$  учитываемого влияния рельефа («палетки»), имеющей форму круга с радиусом  $R$ , применялось вычисление топографических поправок  $\delta T_p$  при последовательном увеличивающихся значениях  $R$ :  $2 \leq R \leq 25$ , км. Определялась энергия  $E^2$  магнитных аномалий для каждой из результативных матриц  $\delta T_p$ . Выход функции  $f=E^2(R)$  на асимптоту послужил критери-

ем для выбора скользящего окна размером  $R_{опт}=20$  км для дальнейших расчетов.

Для приближенной оценки петромагнитных характеристик верхней части геологического разреза использовались материалы ранее выполненной аэромагнитной съемки масштаба 1:100000 на постоянной барометрической высоте 2400 м. Величина модуля намагниченности  $J_{эф}=J_{эф}(x,y)$  слагающих рельеф горных пород определялась путем решения линейной обратной задачи магниторастворки. Изучаемый объем геологической среды для территории 30500 кв. км (площадь АМС-25 и зона обрамления, необходимая для расчета топографических поправок) был представлен в виде прямоугольных блоков с размерами в плане  $1000 \times 1000$  м, достигнутая невязка наблюдаемого и модельного полей в евклидовой метрике составила  $\sim 0,7$  нТл. Расчетные значения намагниченности  $J_{эф}$  вулканогенных образований изменяются от 0,07 до 4,22 А/м, что согласуется с имеющимися петрофизическими данными.

Амплитуда поправок за влияние рельефа изменяется в диапазоне от –620 до 822 нТл, наибольшие положительные значения  $\delta T_p$  отвечают водораздельным зонам развития молодых базальтов с высокими содержаниями ферромагнитных минералов, над долинами рек отмечаются линейные зоны отрицательных значений  $\delta T_p$ . В редуцированном (полученном после ввода топографических поправок) магнитном поле  $\Delta T_{ред}$  и его трансформантах нашли свое отражение почти все известные медно-никелевые месторождения Норильского района. В результате подавления аномалий-помех, созданных верхней частью разреза, была получена принципиально новая геологическая информация, которую можно использовать для решения прогнозно-поисковых задач.

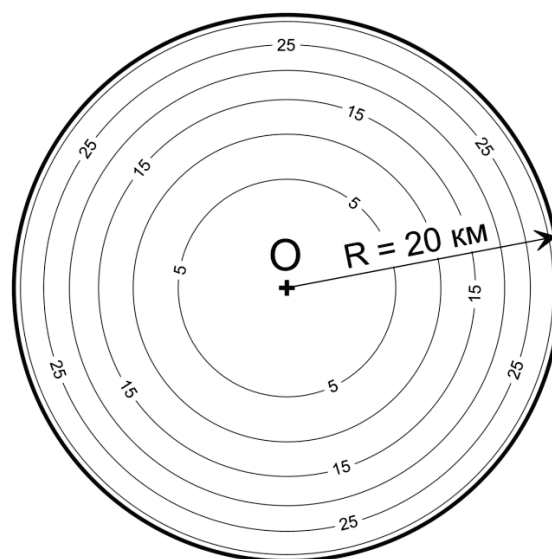


Рис. 2. Изолинии разности высот «плоской» и «сферической» моделей Земли в пределах области  $S$  («палетки»), м

Fig. 2. Isolines of the height difference between «flat» and «spherical» models of the Earth within the area  $S$  («palettes»), m

Весь процесс обработки данных, как было сказано выше, выполнялся в рамках модели «плоской» Земли – нижней границей ЦММ являлась горизонтальная плоскость (уровенная поверхность  $z=0$ , относительно которой осуществлялся отсчет высот рельефа  $H$ ). Более точным приближением к форме нашей планеты является шар с радиусом  $r=6371$  км – «сферическая» модель Земли. Рассмотрим случай, когда поверхности «плоской» и «сферической» моделей Земли соприкасаются в центре  $O$  области  $S$  «палетки». Разность высот  $\Delta z$  для этих моделей в произвольно выбранной точке с

координатами  $(x, y)$  в проекции Гаусса–Крюгера определяется по формуле

$$\Delta z = r - \sqrt{r^2 - x^2 - y^2}$$

и на внешней границе области  $S$  составляет  $\sim 31,4$  м (рис. 2). Можно осуществить изгиб уровенной поверхности  $H=0$ , в вычислительном плане сводящийся к корректировке высот  $H$  в пределах «палетки», в соответствии с параметром  $\Delta z$ , без изменения планового положения точек ЦММ. Таким образом, центры нижних оснований моделирующих рельеф призм теперь будут находиться на поверхности сфе-

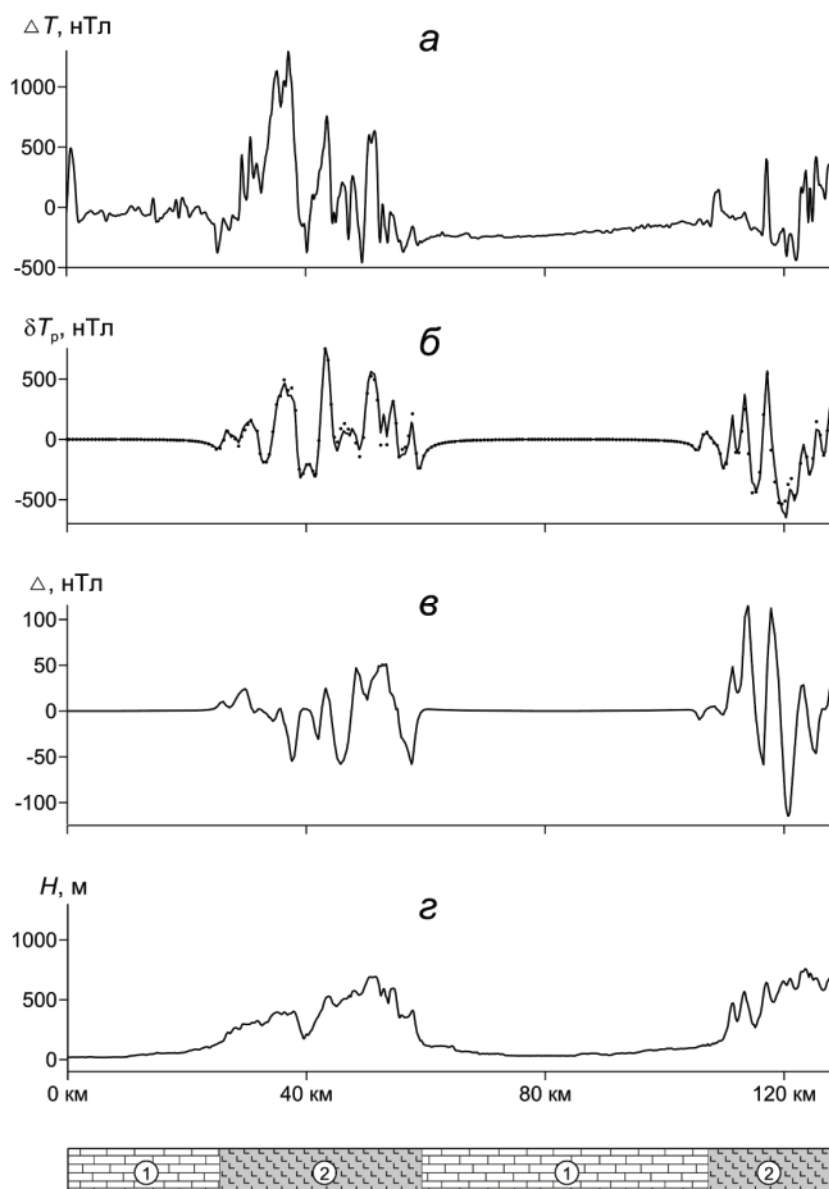


Рис. 3. Графики геолого-геофизических параметров по профилю АБ: а) аномальное магнитное поле  $\Delta T$ ; б) топографические поправки  $\delta T_p$  для «плоской» (сплошная линия) и для сферической (точки) Земли; в) разность  $\Delta$  топографических поправок для «плоской» и «сферической» Земли; г) рельеф дневной поверхности: 1 – осадочные отложения; 2 – вулканогенные образования

Fig. 3. Graphs of geological and geophysical parameters along the AB profile: а) anomalous magnetic field  $\Delta T$ ; б) topographic corrections  $\delta T_p$  for the «flat» (solid line) and for the spherical (point) of the Earth; в) difference  $\Delta$  of topographic corrections for the «flat» and «spherical» Earth; г) surface topography: 1 – sediment; 2 – volcanogenic formations

рического сегмента высотой ~31,4 м. Этот подход был реализован при втором цикле вычислений поправок за влияние магнитного рельефа, отвечающих «сферической» модели Земли.

Рассмотрим различия в значениях  $\delta T_p$  для разных моделей Земли на примере профиля АБ, пересекающего южную часть Хараелахской мульды (рис. 1), с перепадом высот рельефа 740 м (рис. 3, з). Аномальное магнитное поле  $\Delta T$  по профилю изменяется от – 465 до 1296 нТл (рис. 3, а); размах значений топографических поправок составляет ~1400 нТл; графики  $\delta T_p$  для двух алгоритмов расчета, в представленном на рис. 3, б вертикальном масштабе, очень близки между собой. Однако разность  $\Delta$  топографических поправок для «плоской» и «сферической» Земли изменяется в диапазоне [–115, 115] нТл, при среднем значении  $m=0,8$  нТл и среднеквадратическом отклонении  $\delta=\pm 25,6$  нТл (рис. 3, в).

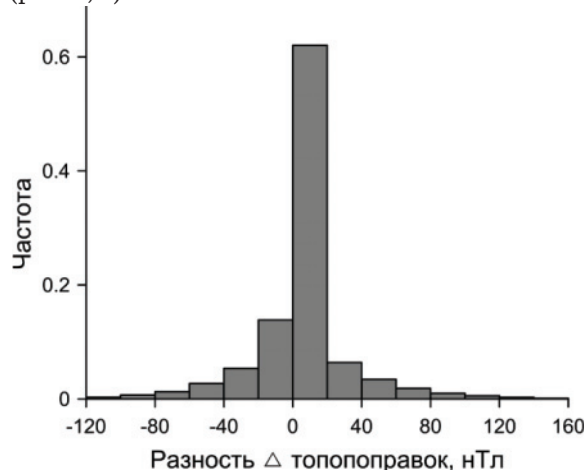


Рис. 4. Гистограмма разности  $\Delta$  поправок  $\delta T_p$  за влияние рельефа местности в пределах центральной части Норильского района

Fig. 4. Histogram of the difference  $\Delta$  of corrections  $\delta T_p$  for the influence of the terrain in the central part of the Noril'sk region

Для всей площади АМС этот диапазон еще шире и составляет [–252, 251] нТл, при  $m=2,6$  нТл и  $\delta=\pm 29,7$  нТл (рис. 4). Максимальная величина  $\Delta$  может достигать ~16,5 % от наибольшего (по модулю) значения поправки  $\delta T_p^{сф}$  для сферической Земли и примерно в 2 раза превышает аномальный эффект от рудоносных интрузий. Среднее значение квадрата амплитуды (энергия) для разности  $\Delta$  топографических поправок составляет ~2,3 % от средней энергии  $\delta T_p^{сф}$ .

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арискин А.А. Формации платобазальтов Земли. Океанические плато и континентальные траппы. Лекция № 17. URL: [http://wiki.web.ru/images/b/b0/Magmatic\\_Petrology\\_Lec11\\_2013.pdf](http://wiki.web.ru/images/b/b0/Magmatic_Petrology_Lec11_2013.pdf) (дата обращения 17.07.2018).
2. Krivolutskaia N.A. Siberian Traps and Pt-Cu-Ni deposits in the Noril'sk area. – Springer, 2016. – 361 p.

Следовательно, пренебрежение сферичностью Земли в данных физико-геологических условиях приводит к весьма заметным высокочастотным искажениям магнитного поля  $\Delta T_{ред}$ . Эти искажения обусловлены высокими значениями вертикального градиента  $d(\delta T_p)/dz$  над платобазальтами, достигающими 5–8 нТл/м и более. Градиент магнитного поля может быть как положительным, так и отрицательным по знаку.

#### Заключение

Представленные результаты приводят к выводу о необходимости использования представлений о «сферической» (а в дальнейшем – «эллипсоидальной») Земле при разработке компьютерных технологий учета влияния магнитного рельефа местности, базирующихся на решении прямой задачи магниторазведки (в т. ч. с использованием сферических аппроксимирующих тел). Это полностью согласуется с современными тенденциями в редукции данных гравиметрических съемок [15] и обеспечивается вычислительными возможностями современных компьютеров [16]. Еще одним перспективным направлением исследований является развитие статистических приемов определения топографических поправок  $\delta T_p$ , в частности – использующих метод EMD (эмпирической модовой декомпозиции) [17, 18]. Применение статистических методов целесообразно при обработке фондовых материалов аэромагнитных съемок, характеризующихся низкой точностью плановой привязки съемочных маршрутов и отсутствием данных о фактических высотах полетов. В этом случае учет криволинейной формы земной поверхности будет происходить в неявном виде. При выполнении АМС на больших территориях [19, 19] «сферическая» модель Земли может повысить достоверность результатов количественной интерпретации полученных материалов.

Автор выражает глубокую благодарность директору НФ ВСЕГЕИ канд. геол.-минерал. наук Ф.Д. Лазареву и главному геофизику НФ ВСЕГЕИ П.В. Кирплюку, благодаря которым был апробирован в производственных объемах ввод поправок за влияние магнитного рельефа местности в результаты высокоточных аэромагнитных наблюдений. Полученные результаты включены в отчет по объекту «Опережающие геофизические исследования в пределах Хантайско-Рыбинского поднятия с целью оценки перспектив медно-никелевого оруденения».

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проекты № 19-05-00654 А, 18-05-70094 «Ресурсы Арктики»).

3. Методические рекомендации по средне- и крупномасштабной магнитной картографии. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1990. – 84 с.
4. Автеньев Г.К., Ерофеев Л.Я., Сысоев А.Т. Аналитическая связь между магнитными аномалиями и формой рельефа местности // Известия Томского политехнического института. – 1976. – Т. 260. – С. 63–67.

5. Долгаль А.С. Магниторазведка: компьютерные технологии учета влияния рельефа местности. – Пермь: Перм. гос. нац. иссл.-ун-т, 2014. – 92 с.
6. Иванов В.К. Учет влияния рельефа при магниторазведке // Разведка и охрана недр. – 1977. – № 5. – С. 42–47.
7. Ахметов Е.М., Нусипов Е.Н., Сологуб Т.В. Учет влияния рельефа в аэромагниторазведке // Развитие методов обработки и интерпретации геофизической информации. – Алма-Ата: Казахский политех.-ий ин-тут, 1991. – С. 60–70.
8. Ремпель Г.Г. Актуальные вопросы методики введения поправок, связанных с рельефом местности, в данные гравитразведки и магниторазведки // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1980. – № 12. – С. 75–89.
9. Pilkington M., Thurston J.B. Draping corrections for aeromagnetic data: line-versus grid-based approaches // Exploration Geophysics. – 2001. – V. 32. – № 2. – P. 95–101.
10. Cowan D., Gordon C. Drape-related problems in aeromagnetic surveys: the need for tight-drape surveys // Exploration Geophysics. – 2003. – V. 34. – № 1. – P. 87–92.
11. Гравиразведка: справочник геофизика / под ред. Е.А. Мудрецов, К.Е. Веселова. – М.: Недра, 1990. – 607 с.
12. LaFehr, T.R., Nabighian, M.N. Fundamentals of Gravity Exploration. – Tulsa: SEG, 2012. 218 p.
13. Бычков С.Г., Долгаль А.С., Симанов А.А. Вычисление аномалий силы тяжести при высокоточных гравиметрических съемках. – Пермь: УрО РАН, 2015. – 142 с.
14. Геология и рудоносность Норильского района / О.А. Дюжиков, В.В. Дистлер, Б.М. Струнин и др. – М.: Наука, 1988. – 498 с.
15. New standards for reducing gravity data: the North American gravity database / W.J. Hinze, C. Aiken, J. Brozena, B. Coakley, D. Dater, G. Flanagan, R. Forsberg, T.G. Hildenbrand, R. Keller, J. Kellogg, R. Kucks, X. Li, A. Mainville, R. Morin, M. Pilkington, D. Plouff, D. Ravat, D. Roman, J. Urrutia-Fucugauchi, M. Veronneau, M. Webring, D. Winester // Geophysics. – 2005. – V. 70. – № 4. – P. 25–32.
16. Старостенко В.И., Пятаков Ю.В., Исаев В.И. Решение прямых задач гравиметрии для сферических аппроксимирующих тел. Тестирование алгоритмов // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 35–39.
17. Долгаль А.С., Христенко Л.А. Применение эмпирической модовой декомпозиции при обработке геофизических данных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 100–108.
18. Dolgal A.S., Muravina O.M., Hristenko L.A. The reduction of the magnetic field within development areas of the plateaubasalts // Geoinformatics 2017. – Kiev, Ukraine, 15–17 May 2017. – 11143\_ENG. URL: <http://geoinformatics.org.ua/eng/conferences/pages-and-navigation/geoinformatics-2017> (дата обращения 26.12.2018).
19. Rasmussen T.M., Thorning L. Airborne geophysical surveys in Greenland in 1998 // Geology of Greenland Survey Bulletin. – 1999. – № 183. – P. 34–38.
20. Cuma M., Zhadanov M.S. Continental-scale joint inversion of Alaska and Yukon gravity and magnetic data // First Break. – September 2017. – V. 35. – № 9. – P. 55–62.

Поступила 09.01.2019 г.

#### Информация об авторах

**Долгаль А.С.**, доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории геопотенциальных полей Учреждения Российской академии наук «Горный институт» Уральского отделения РАН.

UDC 550.382.4

## EFFECT OF EARTH SPHERICITY ON THE RESULTS OF AEROMAGNETIC MEASUREMENTS OVER PLATOBASALTS (ON THE EXAMPLE OF NORILSK REGION)

Alexander S. Dolgal,

dolgal@mi-perm.ru

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

*The research relevance is caused by the expediency of using model concepts adequate to real physical and geological conditions, while reducing the results of magnetic prospecting in the areas of development of platobasalts.*

**The aim** of the research is to evaluate the influence of the Earth's sphericity on the anomalous magnetic field under conditions of a sharply dissected relief of the day surface which is composed of magmatic mountain rocks that have an increased magnetization (on practical materials).

**Methods:** calculation of corrections for the influence of magnetic terrain by solving the direct problem of magnetic exploration for a region with a radius of 20 km in two versions: for flat and spherical models of the Earth. Comparison of the results and spatial-statistical analysis of the identified differences were carried out. It was assumed that the magnetization vector of the rocks forming the relief is directed along the modern geomagnetic field of the region. Variable laterally effective magnetization of the upper part of the section was determined by solving the linear inverse problem of magnetic exploration.

**Results.** The paper describes briefly the problem of taking into account the influence of the terrain relief in measuring the magnetic field over volcanic formations. On the example of materials of a large-scale high-precision aeromagnetic survey, performed in the central part of the Norilsk ore region, the nonlinear signal distortions associated with the curvilinearity of the earth's surface were shown. The amplitude of these distortions (absolute value) reaches 100–200 nT and more, with relatively small differences in elevations for different models. This is due to the high values of the vertical gradient of the magnetic field.

**Findings.** In order to suppress the intense noise anomalies caused by magnetic rocks composing the upper part of the geological section, the author proposed the calculation of topographic corrections using the spherical model of the Earth. It also seems promising to use a statistical approach, implicitly taking into account the shape of the earth's surface, to isolate anomalies of «relief» nature. A comparison of the results obtained and a spatial-statistical analysis of the revealed differences are performed.

### Key words:

Platobasalts, terrain, aeromagnetic survey, anomaly, topographic correction, reduction, model of the Earth.

*The author expresses deep gratitude to the director of the NF VSEGEI Cand. Sc. F.D. Lazarev and the chief geophysicist of the NF VSEGEI P.V. Kirpluk, who tested in production volumes the introduction of corrections on the influence of the magnetic terrain as a result of high-precision aeromagnetic observations. The results obtained are included in the report on the object «Advanced geophysical surveys within the Khataysk-Rybninsky uplift in order to assess the prospects of copper-nickel mineralization».*

*The research was supported by the RFBR (projects no. 19–05–00654 A, 18–05–70094 «Arctic Resources»).*

### REFERENCES

1. Ariskin A.A. *Formatsii platobazaltov Zemli. Okeanicheskie plato i kontinentalnye trappy. Lektsiya № 17* [Formations of the Earth plateau-basalts. Ocean plateaus and continental trapps. Lecture no. 17]. Available at: [http://wiki.web.ru/images/b/b0/Magmatic\\_Petrology\\_Lec11\\_2013.pdf](http://wiki.web.ru/images/b/b0/Magmatic_Petrology_Lec11_2013.pdf) (accessed 17 July 2018).
2. Krivolutsкая N.A. *Siberian Traps and Pt-Cu-Ni deposits in the Noril'sk area*. Springer, 2016. 361 p.
3. *Metodicheskie rekomendatsii po sredne- i krupnomasshtabnoy magnitnoy kartografii* [Guideline in average- and largescale magnetic mapping]. Leningrad, Rudgeofizika Publ., 1990. 84 p.
4. Avtenev G.K., Erofeev L.Ya., Sysoev A.T. Analiticheskaya svyaz mezhdru magnitnymi anomaliami i formoy relyefa mestnosti [Analytical relation between magnetic anomalies and local topography]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo instituta*, 1976, vol. 260, pp. 63–67.
5. Dolgal A.S. *Magnitorazvedka: kompyuternye tekhnologii ucheta vliyaniya relyefa mestnosti* [Magnetic survey: computer technologies of considering local topography effect]. Perm, Perm State National Research University Press, 2014. 92 p.
6. Ivanov V.K. Uchet vliyaniya relyefa pri magnitorazvedke [Considering relief effect at magnetic survey]. *Razvedka i ohrana nedr*, 1977, no 5, pp. 42–47.
7. Akhmetov E.M., Nusipov E.N., Sologub T.V. Uchet vliyaniya relyefa v aeromagnitorazvedke [Considering relief effect in aeromagnetics]. *Razvitie metodov obrabotki i interpretatsii geofizicheskoy informatsii* [Development of methods of processing and interpreting geophysical information]. Alma-Ata, Kazakhstan Polytechnic Institute Publ., 1991. pp. 60–70.
8. Rempel G.G. Aktualnye voprosy metodiki vvedeniya popravok, svyazannykh s relyefom mestnosti, v dannye gravirazvedki i magnitorazvedki [Relevant issues in technique of corrections, related to location topography, in the data of gravitation prospecting and magnetic survey]. *Izv. AN SSSR. Ser. Fizika Zemli*, 1980, no. 12, pp. 75–89.
9. Pilkington M., Thurston J.B. Draping corrections for aeromagnetic data: line-versus grid-based approaches. *Exploration Geophysics*, 2001, vol. 32, no 2, pp. 95–101.
10. Cowan D., Gordon C. Drape-related problems in aeromagnetic surveys: the need for tight-drape surveys. *Exploration Geophysics*, 2003, vol. 34, no 1, pp. 87–92.
11. *Gravirazvedka: spravochnik geofizika* [Gravitation prospecting: the reference book of a physicist]. Ed. by E.A. Mudretsova, K.E. Veselov. Moscow, Nedra Publ., 1990. 607 p.
12. LaFehr T.R., Nabighian M.N. *Fundamentals of Gravity Exploration*. Tulsa, SEG, 2012. 218 p.
13. Bychkov S.G., Dolgal A.S., Simanov A.A. *Vychislenie anomalii sily tyazhesti pri vysokotochnnykh gravimetricheskikh semkah* [Calculations of gravity anomaly at high-accuracy gravimetric survey]. Perm, UrO RAN Publ., 2015. 142 p.

14. Dyuzhikov O.A., Distler V.V., Strunin B.M. *Geologiya i rudonost Noril'skogo rayona* [Geology and ore-bearing capacity of Noril'sk region]. Moscow, Nauka Publ., 1988. 498 p.
15. Hinze W.J., Aiken C., Brozena J., Coakley B., Dater D., Flanagan G., Forsberg R., Hildenbrand T.G., Keller R., Kellogg J., Kucks R., Li X., Mainville A., Morin R., Pilkington M., Plouff D., Ravat D., Roman D., Urrutia-Fucugauchi J., Veroneau M., Webring M., Winchester D. New standards for reducing gravity data: The North American gravity database. *Geophysics*, 2005, vol. 70, no. 4, pp. 25–32.
16. Starostenko V.I., Pyatakov Yu.V., Isaev V.I. Solving direct gravimetric problems for spherical approximating bodies. Algorithm Testing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 35–39. In Rus.
17. Dolgal A.S., Hristenko L.A. The application of method of empirical mode decomposition (EMD) in processing of geophysical data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 1, pp. 100–108. In Rus.
18. Dolgal A.S., Muravina O.M., Hristenko L.A. The reduction of the magnetic field with-in development areas of the plateaubasalts. *16<sup>th</sup> International Conference Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspect*. 2017 Available at: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85040014521&partnerID=40&md5=38ad3b5bd6b4d434eb6f4422dcfa41e5> (accessed 26 December 2018).
19. Rasmussen T.M., Thorning L. Airborne geophysical surveys in Greenland in 1998. *Geology of Greenland Survey Bulletin*, 1999, no. 183, pp. 34–38.
20. Cuma M., Zhadanov M.S. Continental-scale joint inversion of Alaska and Yukon gravity and magnetic data. *First Break*, September 2017, vol. 35, no. 9, pp. 55–62.

*Received: 9 January 2019.*

#### Information about the authors

**Alexander S. Dolgal**, Dr. Sc., senior researcher, Mining Institute of the Ural Branch Russian Academy of Sciences.

УДК 004.8 528.7

## ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Зоев Иван Владимирович<sup>1</sup>,  
ivz3@tpu.ru

Марков Николай Григорьевич<sup>1</sup>,  
markovng@tpu.ru

Рыжова Светлана Евгеньевна<sup>1</sup>,  
ser1@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью создания современных компьютерных систем для мониторинга опасных технологических объектов предприятий нефтегазовой отрасли.

**Цель:** создание интеллектуальной системы компьютерного зрения беспилотных летательных аппаратов, позволяющей вести мониторинг опасных технологических объектов и анализ данных мониторинга в режиме реального времени на борту беспилотных летательных аппаратов.

**Объекты:** концепция построения интеллектуальной системы компьютерного зрения; новые архитектуры свёрточных нейронных сетей, аппаратно-реализованные на программируемых логических интегральных схемах; метод унификации вычислительных блоков и способы параллельных вычислений в аппаратных свёрточных нейронных сетях; алгоритмы помехоустойчивого кодирования/декодирования данных при обменах сообщениями между наземной и бортовой компонентами интеллектуальной системы компьютерного зрения.

**Методы:** методы классификации и детектирования объектов на изображениях с помощью свёрточных нейронных сетей; методы глубокого обучения свёрточных нейронных сетей; методы проектирования программно-аппаратных систем.

**Результаты.** Проведён анализ современного состояния исследований в области систем мониторинга опасных технологических объектов предприятий нефтегазовой отрасли; разработана концепция создания интеллектуальной системы компьютерного зрения на основе беспилотных летательных аппаратов для мониторинга опасных объектов. Базовой в концепции является идея анализа изображений, полученных при мониторинге технологических объектов и прилегающих к ним территорий, непосредственно на борту беспилотных летательных аппаратов в режиме реального времени. Более того, показано, что для обеспечения такого анализа в реальном времени необходимо применять аппаратно-реализованные свёрточные нейронные сети. Для интеллектуальной системы компьютерного зрения разработаны архитектуры свёрточных нейронных сетей из перспективных подклассов LeNet5 и YOLO; предложены алгоритмы помехоустойчивого кодирования/декодирования данных при обмене сообщениями между наземной и бортовой компонентами системы компьютерного зрения; разработан оригинальный метод организации вычислений в аппаратных свёрточных нейронных сетях на программируемых логических интегральных схемах, отличающийся от известных использованием унифицированных вычислительных блоков; предложены новые способы параллельных вычислений в слоях таких свёрточных нейронных сетей. Разработана архитектура вычислительного устройства беспилотных летательных аппаратов, включающего блоки аппаратной свёрточной нейронной сети и кодер/декодер данных. Устройство создано на основе системы на кристалле Cyclone V SX компании Altera; получены первые результаты исследования эффективности этого устройства; разработано программное обеспечение наземной компоненты системы компьютерного зрения.

### Ключевые слова:

Беспилотные летательные аппараты, мониторинг опасных технологических объектов нефтегазовой отрасли, система компьютерного зрения, свёрточные нейронные сети, программируемые логические интегральные схемы.

### Введение

В настоящее время в России и во многих зарубежных промышленно развитых странах существует проблема мониторинга и выявления противоправных действий на опасных промышленных объектах. Кроме неё остаётся нерешённой проблема своевременного выявления возгораний на таких объектах и на занимаемых ими территориях. Решение этих проблем, в первую очередь, актуально для предприятий нефтегазовой отрасли, имеющих опасные технологические объекты на промыслах при добыче и подготовке углеводородного сырья (УВС) и протяженные (сотни и тысячи километров) магистральные нефте- и газопроводы для транспортировки УВС. Для решения таких про-

блем все чаще начинают применять космические аппараты (КА) и беспилотные летательные аппараты (БПЛА) с установленной на них специальной аппаратурой для мониторинга этих технологических объектов.

В данной статье предлагается оснастить каждый БПЛА для мониторинга интеллектуальной системой компьютерного зрения (СКЗ). Такая СКЗ включает видеокамеру, тепловизор и вычислительное устройство, позволяющее прямо на борту беспилотника решать задачи распознавания объектов различной физической природы (автомобили, технологические объекты, люди, спецтехника и т. п.) и очаги возгорания на видеоснимках и снимках с тепловизора, сделанных на территории

мониторинга. В основу интеллектуальной СКЗ положены свёрточные нейронные сети (СНС), причём используется их аппаратная реализация. Приводится разработанная архитектура вычислительного устройства, устанавливаемого на БПЛА, и результаты исследования его эффективности.

#### **Задачи мониторинга технологических объектов предприятий нефтегазовой отрасли**

Для ряда регионов РФ характерна большая протяженность (сотни и тысячи километров) магистральных нефте- и газопроводов (линейных технологических объектов), обслуживаемых нефте- и газотранспортными предприятиями. Более того, в случае газовой отрасли можно говорить о наличии большого числа газораспределительных станций и весьма развитой сети газопроводов среднего и низкого давления. У нефтегазодобывающих предприятий кроме опасных технологических объектов в виде установок подготовки УВС на промыслах также имеются межпромысловые газопроводы, конденсатопроводы и нефтепроводы. Для всех предприятий нефтегазовой отрасли актуально решение следующих классов задач:

- мониторинг и выявление противоправных посягательств (нарушение охранных зон и зон минимальных безопасных расстояний, несанкционированный отбор УВС и т. п.) и террористических угроз для технологических объектов, в первую очередь для трубопроводов;
- мониторинг и выявление пожаров и технологических загрязнений почвы с целью обеспечения пожарной безопасности и охраны окружающей среды на технологических объектах для добычи, транспорта и хранения УВС и прилегающих к ним территорий.

По мнению многих специалистов и учёных такой мониторинг опасных технологических объектов и их охранных зон следует осуществлять с помощью КА и (или) БПЛА. При этом съёмка объектов и охранных зон в зависимости от решаемых задач должна выполняться в оптическом, инфракрасном, а иногда и в миллиметровом диапазонах длин волн [1]. Учитывая, что доступные аппараты из летающих сегодня на орбите КА с датчиками высокого разрешения позволяют вести съёмку территории большинства регионов России не чаще, чем один раз в сутки, и тот факт, что значительную часть года над этой территорией присутствует облачность, предпочтение следует отдать съёмке территорий, содержащих технологические объекты, с помощью БПЛА. Это подчёркивает актуальность и практическую значимость работ по созданию интеллектуальной СКЗ на основе БПЛА для мониторинга путём съёмки технологических объектов и их охранных зон. Также актуальной является проблема раннего выявления очагов возгорания на таких объектах и на прилегающих к ним территориях.

Проанализируем современное состояние исследований в области систем мониторинга вышеука-

занных объектов. В последние годы ОАО «Газпром космические системы», являющееся дочерним предприятием ПАО «Газпром», интенсивно реализует проект по разработке системы дистанционного зондирования Земли «СМОТР». Эта система позволит вести аэрокосмический мониторинг технологических объектов и территорий предприятий ПАО «Газпром» с использованием собственных КА «Ямал-300» и «Ямал-400» и БПЛА в оптическом, инфракрасном и миллиметровом диапазонах длин волн [1]. Предполагается, что кроме мониторинга и выявления противоправных посягательств на технологические объекты система «СМОТР» будет выявлять очаги возгораний вблизи таких объектов. Отметим, что все изображения (снимки) с КА и БПЛА поступают в наземный сегмент системы – центр сбора и обработки данных, где снимки обрабатываются и анализируются (интерпретируются) по классическим алгоритмам распознавания объектов на изображениях. Отсутствие анализа снимков в реальном времени на борту КА и БПЛА не позволит своевременно принять решение и выслать тревожную группу к месту инцидента и, в итоге, пресечь посягательство на технологический объект.

За рубежом также имеются системы слежения на основе БПЛА за территориями с опасными технологическими объектами. Снимки получают с помощью видеокамер высокого разрешения, установленных на БПЛА, и передают их в наземные пункты, где они анализируются, чаще всего операторами. Анализ проводится с некоторым запаздыванием относительно времени несанкционированного доступа на объект. Имеются попытки автоматизировать процесс анализа снимков, при этом в качестве алгоритмов распознавания объектов на изображениях в основном используются традиционные методы классификации объектов. Однако окончательное решение по инциденту и в этих случаях обычно принимает оператор.

В нашей стране и за рубежом продолжает оставаться острой проблема раннего выявления пожаров. Для её решения за рубежом во многих странах сооружается сеть вышек, оборудованных сложной аппаратурой обнаружения дыма, видеокамерами высокого разрешения и т. п. [2]. Однако охватить большие территории с технологическими объектами, особенно находясь среди мощных лесных массивов, такими сетями не удастся. Поэтому за рубежом и в России для выявления пожаров используются КА, например, зарубежные LEO и GEO, Landsat5, Terra, Aqua и т. п. Для детектирования огня слабой интенсивности на них устанавливаются радиометры высокого разрешения AVHRR, делают снимки земной поверхности с помощью спектрометрических приборов MODIS и т. д. [2]. В ряде случаев анализ по сложным алгоритмам этих данных даёт положительные результаты [3]. Наблюдается тенденция к выполнению анализа данных в автоматическом режиме по ряду алгоритмов, включая нейросетевые, на борту КА [2]. К сожалению, данные с

КА для значительной части территории многих стран обновляются только раз в двое суток и только для малого числа стран – раз в сутки. Это не позволяет решить проблему выявления пожаров на ранней стадии, что еще раз подчеркивает актуальность использования БПЛА для мониторинга территорий с целью выявления очагов возгорания.

В настоящее время в России мониторинг территорий для выявления на ранних стадиях очагов возгораний ведется эпизодически с помощью БПЛА самолётного типа, при этом продолжительность полёта аппарата составляет 2,5–4 часа. За рубежом аппараты такого типа находятся в воздухе обычно 4–5 часов. Для локальной разведки (удаление на 2–3 км) используются БПЛА вертолётного типа. На каждом БПЛА обычно устанавливается видеокамера и тепловизор (датчики ИК-диапазона) [4]. Передача полученных при облёте территории видеоизображений и термоизображений осуществляется в режиме реального времени в наземный пункт службы лесоохраны (или заинтересованного предприятия, или соответствующей службы МЧС). Такой режим передачи данных с БПЛА накладывает весьма жёсткие требования на ширину полосы пропускания радиоканала и на приёмо-передающие устройства БПЛА. Обработка и анализ изображений на борту БПЛА не ведутся. Находящийся в наземном пункте оператор осуществляет просмотр видеоизображений, ведёт наблюдение за появлением термоточек на снимках с тепловизора и принимает решение о наличии очага возгорания. Отметим, что при интерпретации снимков оператор опирается на свой опыт и интуицию. Его решение об очаге возгорания является субъективным и может оказаться ошибочным.

В последние годы как в России, так и за рубежом интенсивно ведутся исследования по автоматизации в наземных пунктах процессов распознавания очагов возгорания на изображениях, полученных с КА и БПЛА. Некоторые результаты этих исследований, основанные на использовании классических методов и алгоритмов распознавания объектов на изображениях при дистанционном зондировании Земли, позволили уменьшить субъективный фактор при принятии решений оператором [2, 5]. Однако уровень автоматизации и точность распознавания объектов на изображениях пока невысоки. Ряд исследователей предлагают реализовать автоматический режим анализа изображений с КА и БПЛА в наземных пунктах и выявлять очаги возгорания без участия оператора. Они считают, что для этого необходимо использовать искусственные нейронные сети, обученные с помощью технологий глубокого обучения [6]. В этом направлении получены пока только первые результаты [7].

#### **Концепция создания интеллектуальной системы компьютерного зрения**

В отличие от описанных выше вариантов использования БПЛА для мониторинга технологиче-

ских объектов и выявления противоправных посягательств на них, а также для мониторинга территорий с целью выявления очагов возгорания нами предлагается идея анализа полученных при мониторинге изображений непосредственно на борту БПЛА в режиме реального времени. Для этого на основе БПЛА необходимо создать интеллектуальную бортовую компоненту СКЗ. При анализе изображений такая компонента на борту БПЛА должна автоматически распознавать (классифицировать или детектировать) объекты различной физической природы. По мнению многих исследователей весьма эффективными для реализации таких задач распознавания объектов являются искусственные нейронные сети. Среди таких нейросетей предпочтение будем отдавать классу СНС, показывающих по сравнению с нейросетями других классов наиболее высокую точность распознавания объектов на изображениях [6, 8, 9]. Более того, для обеспечения анализа изображений в СКЗ в масштабе реального времени предлагается опираться на перспективную идею аппаратной реализации СНС.

Кратко проанализируем современное состояние исследований в области архитектуры и обучения СНС как наиболее предпочтительного класса нейросетей для решения поставленных задач анализа данных мониторинга. Архитектура любой СНС предполагает наличие свёрточных слоёв (англ. convolutional layers), слоёв подвыборки (англ. pooling layers) и функции активации [10]. Исходное для анализа изображение, полученное в результате съёмки, подаётся на вход первого свёрточного слоя. Базовой для каждого свёрточного слоя является процедура свёртки. Результат операции свёртки – это изображение, называемое картой признаков.

Процедура подвыборки (англ. pooling) является базовой для слоёв подвыборки и уменьшает размерность каждой карты признаков. Входная карта признаков при реализации этой процедуры разбивается на окна обычно размером 2×2 элемента. В случае алгоритма подвыборки с использованием максимальных значений элементов (англ. max pooling) в выходное изображение записывается элемент с максимальным значением из каждого окна. В соответствии с результатами исследований из [11], этот алгоритм производительнее других, что важно в нашем случае, поскольку можно увеличить производительность разрабатываемой СКЗ.

В качестве функции активации всё чаще используется функция ReLU (Rectified Linear Unit) [12]. ReLU заменяет все отрицательные элементы на нулевые. Её использование имеет по сравнению с другими функциями активации ряд преимуществ, весьма важных для создания СКЗ.

Отметим, что архитектура каждой нейросети из класса СНС определяется числом свёрточных и подвыборочных слоёв, а также параметрами архитектуры свёрточных слоёв. Сегодня некоторые исследователи, учитывая специфику решаемых ими

прикладных задач, уже конструируют СНС с архитектурой, отвечающей их требованиям [13]. При этом обязательны исследования эффективности таких архитектур с целью поиска компромисса между скоростью работы нейросети и точностью распознавания с её помощью объектов на изображениях. Особенно такой компромисс важен в нашем случае при создании бортовой компоненты СКЗ для работы в реальном времени.

В 1998 г. Ян ЛеКун с коллегами предложил новую нейросеть, получившую название СНС. Архитектура такой сети называется LeNet5 и сегодня считается классической [6]. Более того, сейчас существует целый подкласс СНС с архитектурами, полученными с учётом вышеуказанных особенностей свёрточных нейросетей и подобных LeNet5 [6, 10, 13]. В последние годы появились другие подклассы СНС с более сложными архитектурами, в первую очередь, подкласс СНС большой размерности AlexNet [9, 13, 14]. Среди СНС современных архитектур весьма перспективными являются AlexNet, ResNet и YOLO [9, 10, 14]. По мнению ряда исследователей, сегодня именно YOLO имеет наилучшую скорость вычислений [13, 14]. Это важно при создании СКЗ реального времени для БПЛА. Однако задача оценки точности распознавания объектов на изображениях для интересующей нас предметной области с помощью СНС YOLO требует исследований. Анализ показывает, что для аппаратной реализации перспективны СНС подкласса LeNet5 и подкласса YOLO.

Для извлечения ключевых признаков весовые коэффициенты процедуры свёртки настраиваются с использованием обучающей выборки. Заметим, что класс СНС относится к глубоким нейронным сетям, для которых естественным является применение при обучении технологии глубокого обучения (англ. deep learning) [6, 14]. Существует довольно много обучающих выборок, собранных для решения различного рода прикладных задач [15]. Обучение СНС проводится методом обратного распространения ошибки и с использованием одного из методов (алгоритмов) оптимизации [16].

Важным положением при создании интеллектуальной СКЗ является принцип разделения такой СКЗ на две компоненты: бортовую и наземную. При этом интеллектуальной, в первую очередь, является бортовая компонента СКЗ, основанная на использовании для анализа изображений перспективных СНС подклассов LeNet5 и YOLO, подвергнутых глубокому обучению. Такие СНС должны автоматически распознавать (классифицировать или детектировать) на изображениях объекты различной физической природы (автомобили, людей и т. д.). Разрабатываемые новые архитектуры СНС этих подклассов будут отличаться от известных архитектур по ряду архитектурных признаков, в первую очередь, числом свёрточных слоев.

Особенностью развиваемого подхода к созданию интеллектуальной СКЗ является то, что бортовая компонента СКЗ должна функционировать в

режиме реального времени. Иными словами, анализ изображений и принятие решений об инцидентах на территории мониторинга должны осуществляться в темпе поступления данных с видеокамеры и тепловизора СКЗ. Темп поступления данных определяется скоростью полета БПЛА и характеристиками видеокамеры и тепловизора (разрешающая способность, угол обзора и т. д.). С учетом высоких требований со стороны СНС к производительности вычислительного устройства бортовой компоненты СКЗ из-за необходимости проведения вычислений в режиме реального времени предлагается аппаратная реализация новых архитектур СНС на программируемых логических интегральных схемах (ПЛИС), имеющих минимальное энергопотребление и небольшой вес.

Наземная компонента СКЗ располагается в наземном пункте соответствующей службы мониторинга территорий и в качестве ядра должна содержать геоинформационную систему (ГИС) для работы оператора с пространственными данными, например, при прокладке маршрутов БПЛА. На электронную карту автоматически с помощью этой системы должны также наноситься данные о местонахождении инцидентов, выявленных с помощью бортовой компоненты СКЗ. Основной принцип создания такой ГИС – как можно больше использовать функционал наиболее известной свободно-распространяемой ГИС.

Учитывая высокую вероятность возникновения ошибок при передаче по радиоканалу команд с наземного пункта в БПЛА и при передаче данных об инцидентах с БПЛА в наземную компоненту СКЗ, важным положением концепции является необходимость использовать помехоустойчивое кодирование таких данных. Для этого следует разработать алгоритмы кодирования/декодирования и исследовать возможность создания на их основе кодера-декодера (кодека) на ПЛИС в составе бортовой компоненты СКЗ и программно-реализованного декодера для наземной компоненты СКЗ.

С учетом приведенных подходов и принципов создания интеллектуальной СКЗ разработаны основные требования, которым должны удовлетворять наземная и бортовая компоненты такой СКЗ. Число требований превышает 100.

#### **Новые архитектуры свёрточных нейронных сетей для системы компьютерного зрения**

Рассмотрим разработанные для СКЗ новые архитектуры СНС перспективных подклассов LeNet5 и YOLO. В предложенной нами для решения задачи классификации объектов на изображениях архитектуре СНС (рис. 1), подобной классической архитектуре LeNet5, используются 3 свёрточных слоя, 2 слоя подвыборки, а в качестве функции активации после каждого слоя свёртки применяется оператор ReLU [17]. СНС может классифицировать принадлежность объекта к одному из 10 классов. Назначение класса объекту по результатам работы СНС осуществляется с помощью известной

процедуры Softmax [14]. Архитектурные параметры каждого из слоёв показаны на рис. 1.

В большинстве СНС конечные слои являются полносвязными, в случае нашей СНС это также имеет место.

Из рис. 1 видно, что после первого свёрточного слоя, результатом которого является 6 карт признаков размером  $26 \times 26$  элементов, идёт слой подвыборки с окном  $2 \times 2$  элемента и шагом 2. Для каждого такого окна выполняется процедура подвыборки, которая проводится по алгоритму выбора максимальных значений элементов. После этого слоя получается 6 карт признаков размером  $13 \times 13$  элементов. Другой слой подвыборки с таким же окном  $2 \times 2$  элемента и шагом 2 выполняется после второго слоя свёртки. На его выходе имеют 32 карты признаков размером  $5 \times 5$  элементов.

Предложенная архитектура СНС отличается от классической архитектуры LeNet5 наличием трёх свёрточных слоёв вместо двух и наличием только одного полносвязного слоя вместо двух. Имеются также отличия в параметрах свёрточных слоёв. Все это ведёт к увеличению количества карт признаков и нацелено на увеличение точности классификации объекта на изображении. Сравнение предложенной архитектуры с другими известными СНС подкласса LeNet5 позволяет считать её по ряду архитектурных признаков оригинальной.

Для решения задачи создания вычислительного устройства бортовой компоненты СКЗ необходимо не только обучить программно реализованную СНС, но и использовать полученные весовые коэффициенты свёрточных слоёв в дальнейшем при аппаратной реализации этой нейросети на ПЛИС.

Нами предложена методика переноса весовых коэффициентов для их использования в аппаратной реализации СНС [18]. Отметим, что для СНС предложенной архитектуры проведены исследования её эффективности, в том числе её аппаратной реализации на ПЛИС, по различным критериям. Исследования показали её высокую эффективность при решении задачи классификации объектов на изображениях.

Перспективным среди архитектур нейросетей подкласса YOLO для решения задач детектирования объектов на изображениях считаются СНС архитектуры YOLOv2 (имеет 22 свёрточных слоя) и более простая архитектура tiny-YOLO, имеющая только 9 свёрточных слоёв [19]. Точность детектирования объектов на изображениях с помощью СНС YOLOv2 по методике mAP составляет 76,8 % на выборке Pascal VOC 2007. В архитектуре нейросети tiny-YOLO не используется добавление карт признаков из предыдущих слоёв в последующие, как это делается в СНС YOLOv2. Однако точность детектирования и скорость выполнения этой нейросети довольно близки к соответствующим значениям в случае использования архитектуры YOLOv2. В этой связи перспективной для последующей аппаратной реализации на ПЛИС является СНС tiny-YOLO.

В статье [20] приведены результаты исследования, которое показало, что увеличение количества слоёв СНС не ведёт к повышению точности детектирования объектов на изображениях. Вместе с этим, была предложена новая архитектура с использованием ResNet-модулей, где данные на входе слоя подаются также и на вход следующего за ним через два слоя. Это позволяет использовать меньшее количество слоёв сети при более высокой точности детектирования объектов. Возможна комбинация модулей, когда в Inception-модуль встраивается ResNet-модуль. На рис. 2 приведена детализированная схема Inception-ResNet-модуля. Такой подход и различные комбинации модулей представлены в статье [20]. В результате сокращается объём вычислений в сравнении с более глубокими нейросетями, но сохраняется точность детектирования объектов. Используем данный подход для развития архитектуры СНС tiny-YOLO, заменив часть слоёв на Inception-ResNet-модули в различных комбинациях. Так как выход Inception-ResNet-модуля имеет размер в 256 карт признаков и объединяется со входом, то изменим количество карт признаков четвёртого свёрточного слоя СНС tiny-YOLO со 128 на 256 карт признаков. Также

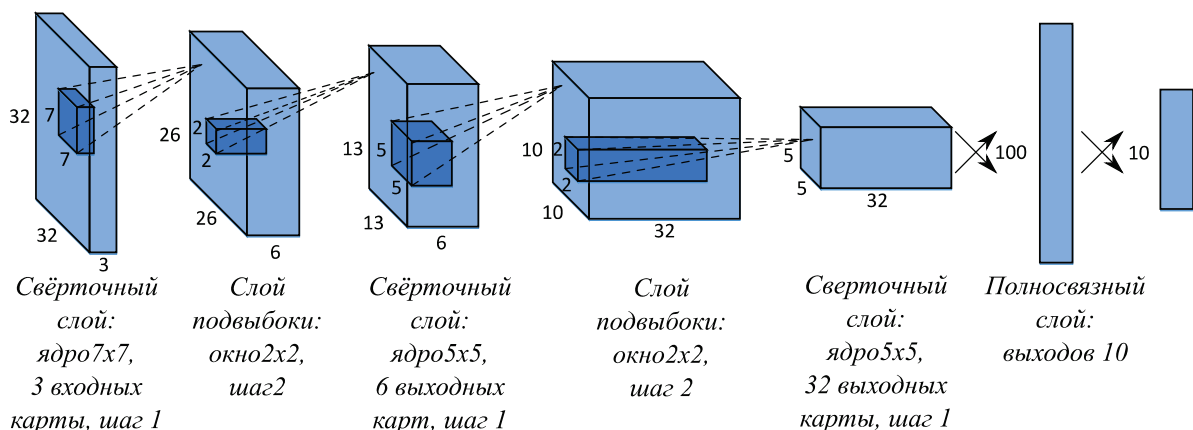


Рис. 1. Предложенная архитектура СНС из подкласса LeNet5

Fig. 1. CNN's proposed architecture from subclass LeNet5

уменьшим количество карт признаков в последующих слоях свёртки этой нейросети.

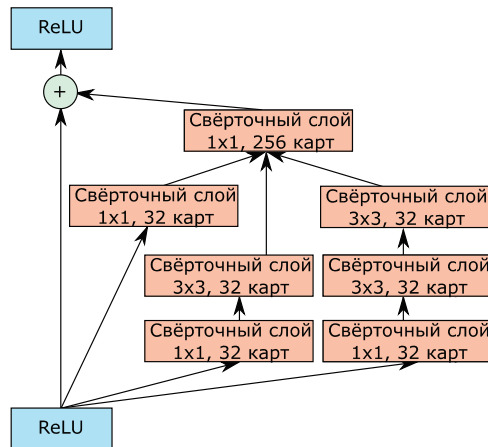


Рис. 2. Inception-ResNet-модуль

Fig. 2. Inception-ResNet-module

В табл. 1 представлена новая архитектура СНС tiny-YOLO-Inception-ResNet.

Таблица 1. Архитектура СНС tiny-YOLO-Inception-ResNet

Table 1. tiny-YOLO-Inception-ResNet CNN architecture

№ слоя Layer no.	Тип слоя Type of layer	Число ядер свёртки Number of convolutional kernels	Размеры ядра/мар Kernel size/stride	Размеры входного изображения/карт признаков Input images size/features maps
1	Свёрточный Convolutional	16	3×3/1	416×416×3
2	Подвыборки Pooling	–	2×2/2	416×416×16
3	Свёрточный Convolutional	32	3×3/1	208×208×16
4	Подвыборки Pooling	–	2×2/2	208×208×32
5	Свёрточный Convolutional	64	3×3/1	104×104×32
6	Подвыборки Pooling	–	2×2/2	104×104×64
7	Свёрточный Convolutional	256	3×3/1	52×52×64
8	Подвыборки Pooling	–	2×2/2	52×52×256
9	Inception- ResNet	–	–	26×26×256
10	Свёрточный Convolutional	128	3×3/1	26×26×256
11	Подвыборки Pooling	–	2×2/2	26×26×128
12	Свёрточный Convolutional	256	3×3/1	13×13×128
13	Подвыборки Pooling	–	2×2/1	13×13×256
14	Свёрточный Convolutional	128	3×3/1	13×13×256
15	Свёрточный Convolutional	125	1×1/1	13×13×128
16	Детектор Detector	–	–	–

Предложим еще несколько новых архитектур СНС на базе нейросети tiny-YOLO. Так, используем последовательно по два и три Inception-ResNet-модуля, которые следуют друг за другом, и получим соответственно архитектуры tiny-YOLO-Inception-ResNet2 и tiny-YOLO-Inception-ResNet3. Также параллельно используем два и три таких же модуля, имеющих один вход и конкатенацию их выходных карт признаков, что даёт новые архитектуры tiny-YOLO-Inception-ResNet-x2 и tiny-YOLO-Inception-ResNet-x3.

Результаты наших исследований каждой новой архитектуры СНС изложены в [21]. Исследования для этих архитектур проводились по скорости выполнения, сложности последующей аппаратной реализации и точности детектирования объектов на изображениях из тестовой выборки PascalVOC 2007 [22]. В этой выборке объекты на изображениях относятся к 20 классам. Скорость выполнения каждой из архитектур определялась как среднее время выполнения СНС при детектировании объектов одного изображения из тестовой выборки, состоящей из 4952 изображений.

Выяснилось, что при разработке интеллектуальной СКЗ следует обратить внимание на архитектуры tiny-YOLO-Inception-ResNet2 и tiny-YOLO-Inception-ResNet3, поскольку именно для них имеет место баланс между точностью детектирования объектов и скоростью выполнения этих СНС. Однако по критерию минимального времени на анализ одного изображения и по требуемым вычислительным ресурсам при аппаратной реализации СНС предпочтение следует отдать нейросети архитектуры tiny-YOLO-Inception-ResNet2. СНС такой архитектуры была выбрана нами для реализации в вычислительном устройстве БПЛА.

#### Алгоритмы помехоустойчивого кодирования/декодирования данных и их реализация в системе компьютерного зрения

Обмен сообщениями между бортовой и наземной компонентами СКЗ ведётся по радиоканалу. При передаче данных по такому каналу могут возникать ошибки двух типов: независимые ошибки или пакеты ошибок. Обычно используются коды либо обнаруживающие, либо обнаруживающие и исправляющие ошибки. Среди кодов, обнаруживающих ошибки, наиболее универсальным является циклический код CRC (англ. Cyclic redundancy code – циклический код контроля) [23]. Он построен на вычислении контрольной суммы, которая является функцией передаваемого сообщения. Вычисленное значение добавляется в конец передаваемых данных. Однако в условиях повышенной вероятности возникновения ошибок при передаче данных с БПЛА в наземную компоненту СКЗ кодов, обнаруживающих ошибки, может быть недостаточно. Необходимы коды, способные оперативно исправлять пакетные ошибки.

Поскольку в случае инцидента на территории мониторинга с БПЛА будут передаваться данные о классе объекта и его координатах и два видеоснимка

ка (в случае выявления очага возгорания снимок с тепловизора и снимок этого же участка с видеокамеры), имеющие большой объем, и эти данные следует кодировать, то существует необходимость снижения нагрузки на канал передачи данных. Для решения этой проблемы предлагается оригинальный способ двухэтапного наложения избыточности: для обнаружения ошибок на первом этапе и дополнительно на втором этапе для исправления ошибок. Суть его в следующем. Изображения и данные об инциденте перед передачей делятся на блоки. Для каждого из блоков рассчитывается контрольная сумма CRC, которая добавляется в конец блока (рис. 3, а). Эта сумма позволит обнаружить ошибки в данных, пришедших в наземную компоненту СКЗ. В случае необходимости исправления ошибок декодер посылает на БПЛА сообщение о проведении усиленного кодирования этих блоков. Тогда на БПЛА к данным, закодированным по схеме, представленной на рис. 3, а, вторым этапом будет добавлена избыточность в виде пакета, необходимая для исправления ошибок в кодовой комбинации (рис. 3, б). Декодер БПЛА предназначен для декодирования команд, посылаемых с наземной компоненты СКЗ.

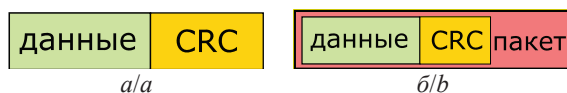


Рис. 3. Схема кодирования данных (а) и схема усиленного кодирования данных (б)

Fig. 3. Data encoding scheme (a) and enhanced data encoding scheme (b)

Рассмотрим подход к построению кодера наземной компоненты СКЗ. Длина кодируемых команд, передаваемых на БПЛА, составляет до 2-х байт. К ним так же, как в кодере бортовой компоненты, будет рассчитываться и добавляться контрольная сумма CRC4 (рис. 3, а). Затем сразу же будет добавляться избыточная часть, необходимая в последующем для обнаружения и исправления ошибок (рис. 3, б). Для реализации наземной компоненты СКЗ разработан оригинальный двухэтапный способ декодирования блоков данных с БПЛА. На первом этапе декодер, реализующий этот способ, для каждого блока вычисляет контрольную сумму CRC. Если она верна, то декодируются следующие блоки данных. В случае несовпадения контрольных сумм декодер посылает команду на БПЛА о необходимости усиленного кодирования. На втором этапе ведётся декодирование принятых с БПЛА блоков в соответствии со схемой на рис. 3, б с избыточностью с целью обнаружения и исправления ошибок.

Обычно вычисление контрольной суммы CRC ведётся по матричному или табличному алгоритмам [24]. Анализ показывает, что для любого из этих алгоритмов требуются достаточно скромные ресурсы ПЛИС при аппаратной реализации контрольной суммы CRC.

Для исправления ошибок использовался полиномиальный циклический код. Кодирование данных осуществлялось по алгоритму систематического кодирования, когда кодовая комбинация формируется в виде двух отдельных блоков: информационного блока – длиной  $m$  бит и контрольного блока – длиной  $k$  бит.

#### Начало

**Шаг 1.** Информационная часть сообщения расширяется нулями до значения  $x'(n-1)$ ;  $n=m+k$ ;

**Шаг 2.** Полученная кодовая комбинация делится на образующий полином  $g(x)$ . Получаем остаток от деления  $R(x)$ ;

**Шаг 3.** Полученный остаток суммируется с многочленом, сформированным на **Шаге 1**, по модулю 2. Результатом суммирования является закодированная информационная последовательность.

#### Конец

Такой алгоритм является наиболее распространенным в системах передачи данных и простым в своей реализации. Для декодирования таких кодов нами применялся циклический метод. Основная его идея заключается в итерационном процессе вычисления синдромов ошибки (вычисления остатка от деления кодового слова с ошибкой на образующий полином) и определения его веса [25]. Этот метод применяется для кодов, которые исправляют независимые ошибки. Использовались такие две модификации циклического метода декодирования, которые позволяют применять его для кодов, исправляющих пакетные ошибки.

#### Аппаратно-программная реализация вычислительного устройства БПЛА

Каждая из рассмотренных выше новых архитектур СНС при реализации на ПЛИС будет иметь вычислительные блоки двух типов, реализующих процедуры свёртки и подвыборки, соответственно, в слоях свёртки и подвыборки СНС. С учетом того, что в СНС выходная карта признаков каждого слоя формируется независимо от других слоев и СНС при проведении вычислений в каждом слое присущ естественный параллелизм, вычислительные блоки соответствующего типа могут выполняться параллельно внутри слоя. Из-за использования в предложенных архитектурах СНС процедур свёртки и подвыборки с разными значениями параметров число одновременно выполняемых в слоях вычислительных блоков будет отличаться и будет зависеть от конкретного слоя.

При реализации на ПЛИС архитектуры СНС подкласса LeNet5 (рис. 1) для выполнения первого слоя свёртки назначим 6 вычислительных блоков свёртки (по числу выходных карт признаков слоя), для второго слоя – 6 вычислительных блоков подвыборки, для реализации третьего свёрточного слоя – 32 блока свёртки и т. д. По сути, этот новый способ (далее – Способ 1) организации вычислений в аппаратной СНС позволяет реализовать одноэтапную конвейерную архитектуру СНС на ПЛИС, а в каждом из слоёв соответствующий вычисли-

тельный блок формирует свою выходную карту признаков параллельно с другими блоками слоя, вычисляющими каждый свою карту признаков. Однако в этом конвейере время на реализацию вычислений для каждого слоя различно, что ведет к простоя ряда вычислительных блоков. Наши оценки показывают, что время на вычисления в первом слое значительно превосходит время на вычисления в других слоях. Это указывает на необходимость разработки новых, сокращающих время простоя блоков, способов и методов организации вычислений при аппаратной реализации СНС на ПЛИС.

Нами предложено при организации вычислений в аппаратных СНС использовать вычислительные возможности не только ПЛИС, но и других компонентов современных систем на кристалле (СнК). Так, в выбранной нами системе на кристалле Cyclone V SX компании Altera кроме ПЛИС имеется двухъядерный процессор ARM Cortex A9, который имеет прямой доступ к внешней памяти. Архитектура рассматриваемой СнК позволяет организовать прямой доступ аппаратно реализованной СНС к этой внешней памяти. Реализация такого способа взаимодействия ПЛИС с внешней памятью позволит, в свою очередь, выполнять некоторые операции, отличные от процедур свёртки и подвыборки, не на ПЛИС, а на самом процессоре СнК.

Опираясь на этот способ, предложен оригинальный метод организации вычислений в аппаратной СНС на ПЛИС. Он отличается от известных методов использованием унифицированных вычислительных блоков свёртки и подвыборки. Унификация блоков свёртки/подвыборки достигается путем извлечения параметров блоков, обычно задающихся на этапе их синтеза, и размещения их в отдельную изменяемую область памяти ПЛИС, называемую конфигурационной областью. Это позволит использовать блоки соответствующего типа в слоях СНС, имеющих разные архитектурные параметры. Реализация метода позволяет считать, что число задействованных в аппаратной СНС вычислительных блоков может быть переменным и определяется только ресурсами ПЛИС. Масштабирование по числу блоков ведётся как в целом для СНС, так и для её отдельных слоёв. Это позволит значительно сократить используемые вычислительные ресурсы ПЛИС и реализовать различные архитектуры СНС без реконфигурации ПЛИС.

При проведении унификации кроме реализации конфигурационной области памяти также необходимо организовать доступ к этой области памяти процессору СнК и создать дополнительное программное обеспечение, в первую очередь, в виде многофункционального драйвера аппаратной СНС.

Учитывая, что каждый элемент выходной карты признаков вычисляется независимо от других, и опираясь на метод унифицированных вычислительных блоков, кроме Способа 1 предложены другие новые способы организации параллельных

вычислений в СНС на ПЛИС. Суть второго из них, названного Способ 2, в том, что параллельно в слое свёртки выполняются вычислительные блоки, каждый из которых рассчитывает свой элемент выходной карты признаков. Тогда число таких блоков определяется как произведение размеров выходной карты признаков, умноженное на глубину  $L_i$  – количество таких карт  $i$ -го слоя. В условиях ограниченных ресурсов ПЛИС (в том числе при ограничении на число вычислительных блоков) этот способ может быть модифицирован следующим образом. Один блок будет последовательно использоваться при расчёте двух или более соседних элементов или даже всех элементов строки выходной карты признаков. Для дальнейшего сокращения числа вычислительных блоков возможна другая модификация Способа 2, когда каждый блок используется для расчёта элементов четвертой части или даже половины всех строк одной выходной карты признаков.

Способ 3 заключается в том, что несколько блоков в слое параллельно вычисляют один элемент выходной карты признаков. Наконец, можно предложить ещё ряд способов организации вычислений, комбинируя Способ 2 и Способ 3 по слоям СНС.

На рис. 4 приведена архитектура вычислительного устройства БПЛА, созданная на СнК Cyclone V SX компании Altera.

Вычислительное устройство состоит из двух блоков внешней памяти типа DDR3 и СнК. В свою очередь, СнК включает процессорную систему и ПЛИС. Процессорная система состоит из двух процессорных ядер ARM Cortex A9, контроллера внешней памяти DDR3 и контроллера прерываний. СнК также имеет каналы, позволяющие реализовать два физических подключения к ней блоков внешней памяти. Первый из каналов связывает ПЛИС с первым из блоков внешней памяти, а второй канал – процессорную систему с другим блоком. Использование второго канала позволило организовать взаимодействие между ПЛИС и процессорной системой через контроллер DDR3 последней.

Связи между ПЛИС и процессорной системой организованы по принципу ведущий–ведомый. Так, для связи F2H между ПЛИС и процессорной системой ПЛИС выступает в роли ведущего устройства, а процессорная система – в роли ведомого. При использовании канала H2F процессорная система выступает в роли ведущего устройства, а ПЛИС – в роли ведомого. Имеется прямое подключение по каналу F2H SDRAM ПЛИС к контроллеру памяти DDR3 процессорной системы, при этом ПЛИС выступает в роли ведущего устройства, а контроллер – в роли ведомого. Также имеется шина прерываний IRQ, которая соединяет ПЛИС с контроллером прерываний процессорной системы.

В ПЛИС разработаны и размещены: оригинальный контроллер прямого доступа к памяти – кон-

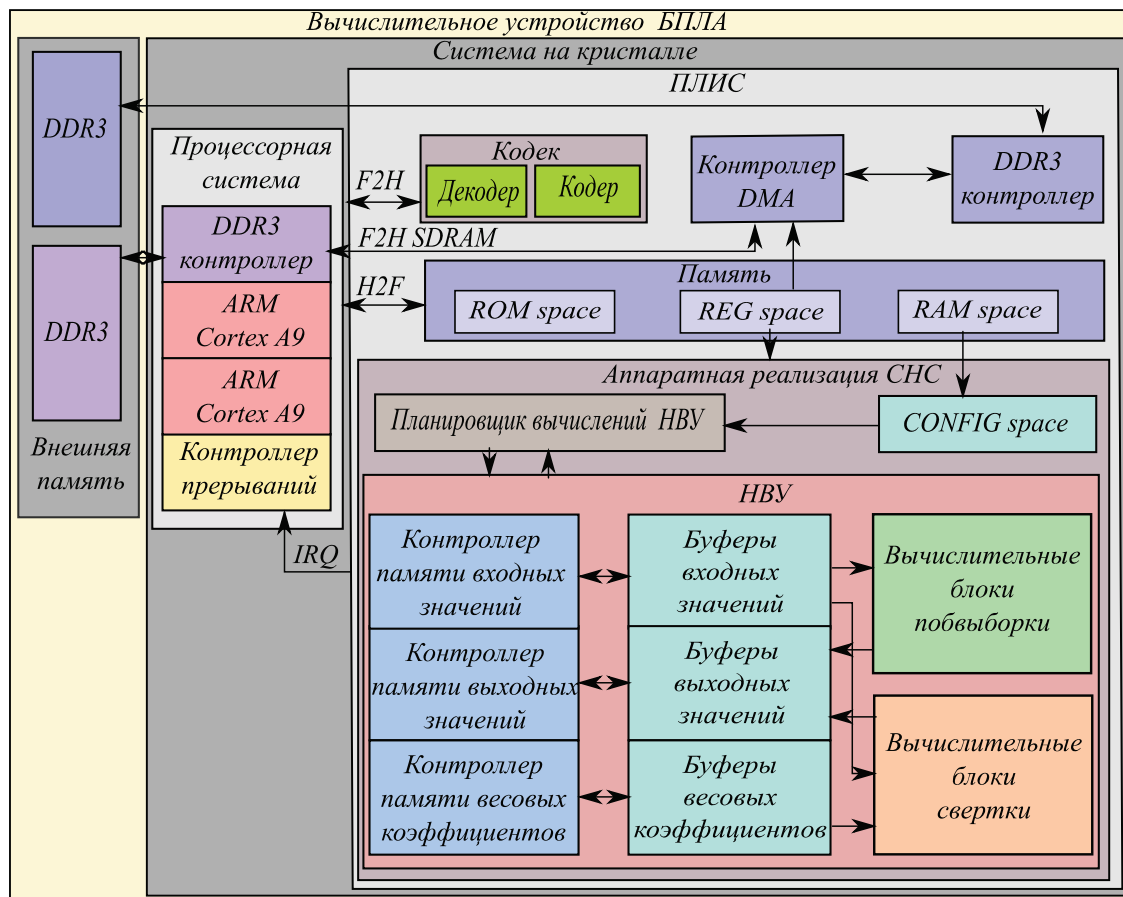


Рис. 4. Архитектура вычислительного устройства БПЛА

Fig. 4. Architecture of computing device for unmanned aerial vehicles (UAVs)

трон DMA (англ. Direct memory access– DMA), собственный контроллер внешней памяти (DDR3 контроллер), внутренняя память, кодек (кодер и декодер помехоустойчивых кодов) и блок «Аппаратная реализация ЧНС». Внутренняя память ПЛИС включает в себя блок данных об устройстве (назван ROM space), блок конфигурации ЧНС (RAM space) и блок управления нейровычислительным устройством (НВУ), названный REG space. В памяти CONFIG space содержится конфигурация слоя ЧНС, исполняемого в текущий момент.

Контроллер DMA соединен с контроллером DDR3 ПЛИС и с контроллером памяти DDR3 процессорной системы, что обеспечивает не только прямой доступ к обоим блокам внешней памяти DDR3, но и позволяет осуществлять взаимодействие между блоками памяти процессорной системы и ПЛИС.

Внутренняя память RAM space и REG space, включенная в ПЛИС, конфигурируется процессорной системой по каналу H2F. Чтение данных из внутренней памяти ROM space также происходит по этому каналу.

Кодек (кодер-декодер) соединен с процессорной системой каналом F2H.

Блок «Аппаратной реализации ЧНС» является оригинальным и включает в себя НВУ, планировщик вычислений в НВУ и память CONFIG space. В свою очередь, НВУ имеет буферы для входных и выходных значений (хранятся, соответственно, исходное изображение и выходная карта признаков вычисляемого слоя), а также буферы весовых коэффициентов ЧНС. Для каждого типа буфера имеется соответствующий контроллер памяти (контроллер входных значений, контроллер выходных значений и контроллер весовых коэффициентов). НВУ имеет набор унифицированных вычислительных блоков свертки и унифицированных вычислительных блоков подвыборки.

Для алгоритма вычисления контрольной суммы CRC и алгоритма систематического кодирования разработан кодер на ПЛИС в составе вычислительного устройства БПЛА. Его функциональная схема приведена на рис. 5. Кодер работает в двух возможных режимах в соответствии с оригинальным способом двухэтапного наложения избыточности. Первый режим работы кодера вычисляет только контрольную сумму CRC для обнаружения ошибок. Второй режим выполняется в случае получения команды с наземной компоненты СКЗ о необходимости усиленного кодирования.

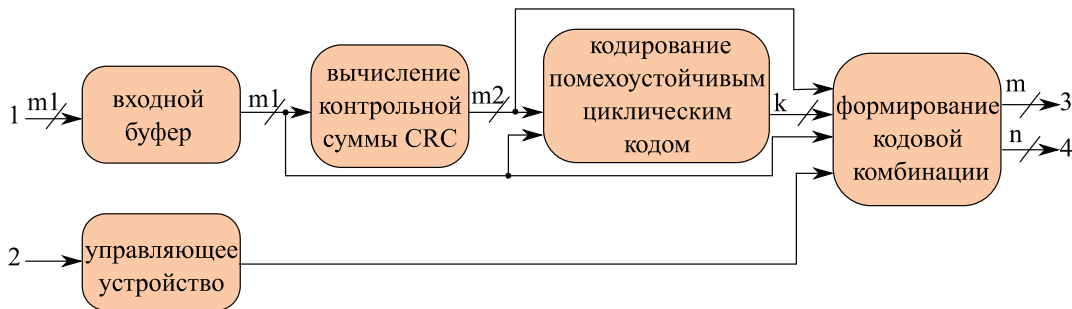


Рис. 5. Функциональная схема кодера в составе вычислительного устройства БПЛА: 1 – входная кодовая комбинация, 2 – сигнал для выбора режима кодирования (CRC или двухэтапное);  $m1$  – длина блока кодируемых данных;  $m2$  – разрядность рассчитанной для блока входных данных контрольной суммы CRC;  $k$  – разрядность избыточности, добавленной кодером помехоустойчивого кода;  $t=m1+m2$  – длина блока данных с добавочной контрольной суммой CRC;  $n=t+k$  – разрядность кодовой комбинации, закодированной кодом, исправляющим пакетные ошибки; 3 – кодовая комбинация с блоком обнаружения ошибки; 4 – кодовая комбинация с блоками обнаружения и исправления ошибки

Fig. 5. Encoder functional circuit of the UAVs computing device: 1 is the input code combination; 2 is the signal to select the encoding mode (CRC or two-step);  $m1$  is the length of encoding data;  $m2$  is the bit length of the CRC checksum;  $k$  is the bit length of the redundancy added by the error-correcting code encoder;  $t=m1+m2$  – the length of the data block with added CRC checksum;  $n=t+k$  – the length of the code combination encoded by the error-correcting code, which corrects burst errors; 3 is the code combination with error detection block; 4 is the code combination with error detection and correction blocks

Также на ПЛИС была разработана функциональная схема блока декодирования (рис. 6) в составе вычислительного устройства БПЛА.

Поступающие с наземной компоненты СКЗ данные декодируются в два этапа. На первом этапе обнаруживается и исправляется пакетная ошибка, а на втором этапе путём вычисления контрольной суммы CRC контролируется корректность работы декодера на первом этапе.

Данная архитектура разработана на основе бюджетной СнК Cyclone V SX компании Altera, однако может применяться для более производительных СнК.

Вычислительное устройство создано на основе отладочной платы Terasic SoCkit с СнК Cyclone V SX. Устройство имеет описанную выше архитектуру (рис. 4) и реализует СНС подкласса LeNet5 и подкласса YOLO.

Основные программные модули в вычислительном устройстве БПЛА, реализуемые для двухъядерного процессора Arm Cortex A9:

- модуль извлечения параметров архитектуры СНС из файла protobuf описания архитектуры СНС;
- модуль извлечения данных весовых коэффициентов из файла весовых коэффициентов архитектуры СНС;
- модуль принятия решений об инциденте на территории мониторинга;
- модуль формирования данных и отправки их на наземный пункт;
- модуль взаимодействия с аппаратной реализацией СНС;
- модуль приема команд с пункта управления БПЛА;
- модуль операционной системы на базе ядра Linux (Драйвер);
- модуль поиска аномальных термоточек на снимках с тепловизора.

Отметим, что до начала работы вычислительного устройства БПЛА необходимо описать в виде файла формата protobuf архитектуру СНС, кото-

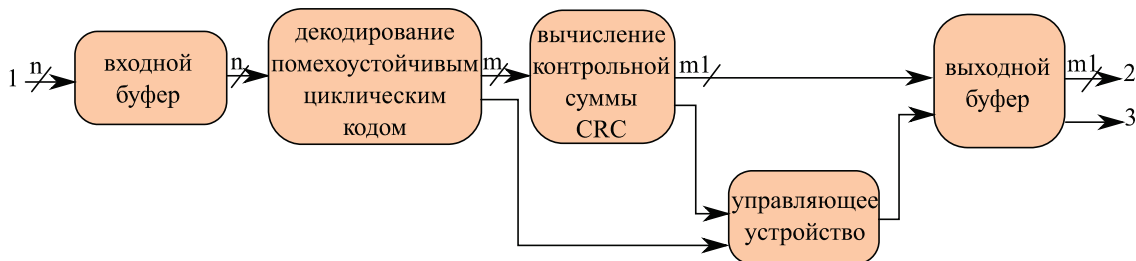


Рис. 6. Функциональная схема декодера в составе вычислительного устройства БПЛА: 1 – кодовая комбинация, содержащая блоки обнаружения и исправления ошибки;  $n$  – длина кодовой комбинации;  $t$  – разрядность блока, содержащего данные и контрольную сумму CRC;  $m1$  – разрядность декодированной части сообщения, 2 – информация, полученная после декодирования принятой комбинации; 3 – сигнал об обнаружении неисправимой ошибки в принятой комбинации

Fig. 6. Decoder functional circuit of the UAVs computing device: 1 is the code combination, which includes error detection and correction clocks;  $n$  is the length of code combination;  $m$  is the bit length of block, containing the data and CRC checksum;  $m1$  is the bit length of decoded part of the data; 2 is the data obtained after decoding of receiving information; 3 is the signal about detection of unrecoverable error in the received code combination

рая будет исполняться на ПЛИС. Также необходимо сформировать файл весовых коэффициентов СНС. Затем программный модуль «Извлечение параметров архитектуры СНС» извлекает из первого файла описание архитектуры СНС и передаёт их Драйверу. Последний после приёма значений параметров СНС производит разметку адресного пространства внешней памяти. После этого каждый из программных модулей в нужный момент времени выполняет возложенные на него функции.

#### Исследование эффективности вычислительного устройства беспилотных летательных аппаратов

Исследовалось устройство, реализующее предложенную нами архитектуру СНС подкласса LeNet5 (рис. 1), позволяющую решать задачу классификации объектов на изображениях. Для этого сначала обучали программно реализованную СНС этой архитектуры. Существует большое число обучающих выборок, собранных для решения различного рода задач. С учётом поставленной задачи классификации объектов на изображениях хорошо подходит большая база изображений MNIST [26]. Она содержит 60000 обучающих изображений и 10000 тестовых пар (изображение-метка). Обучение СНС проводилось с использованием библиотеки Caffe [27], реализующей метод обратного распространения ошибки [16]. Точность классификации объектов для программно реализованной СНС этой архитектуры составила при использовании формата 32 разрядных чисел с плавающей запятой 98,7 % и принята за эталонную точность. Полученные при обучении весовые коэффициенты были перенесены в вычислительное устройство по нашей методике, изложенной в [18].

Для сокращения необходимых вычислительных ресурсов ПЛИС можно уменьшить разрядность форматов чисел с плавающей запятой. Поэтому были проведены эксперименты по исследованию точности классификации объектов на изображениях в зависимости от разрядности формата чисел с плавающей запятой. В экспериментах участвовали три варианта вычислительного устройства, у которых на ПЛИС были реализованы базовые операции над числами в формате с плавающей запятой различной разрядности. В табл. 2 приведены результаты этих экспериментов, для сравнения второй строкой указан результат по точности классификации объектов с помощью программно реализованной СНС той же архитектуры (эталонная точность). Видим, что результаты по точности классификации с помощью устройства при разрядности чисел 16 и 14 бит близки к значению эталонной точности классификации объектов. Это означает, что возможна экономия ресурсов ПЛИС путём разумного снижения разрядности чисел с плавающей запятой.

Другой эксперимент был нацелен на исследование производительности вычислительного устройства, в котором используется 16 разрядный формат чисел с плавающей запятой. Для этого прово-

дились теоретические расчёты с применением инструментария ModelSim компании MentorGraphics [28] и эксперименты по оценке времени классификации каждого изображения из 10000 тестовых изображений выборки MNIST с помощью устройства. Исследовалась производительность вычислительного устройства в двух вариантах. В первом варианте устройства используется распараллеливание вычислений в слоях по описанному выше Способу 1 (вариант обозначен C1). Второй вариант устройства – это модификация первого варианта, при которой в первом и втором слоях СНС использовалось распараллеливание вычислений по Способу 2 (вариант устройства обозначен C2). Во втором варианте в каждом из этих двух слоёв выходную карту признаков рассчитывают 2 вычислительных блока. В теоретических расчётах принято, что каждый вычислительный блок работает на частоте 50 МГц. Результаты, полученные теоретическим и экспериментальным путём, приведены в табл. 3.

Таблица 2. Зависимость точности классификации объектов от разрядности чисел с плавающей запятой

Table 2. Dependence of objects classification accuracy on the digit capacity of floating-point numbers

Аппаратная и программная реализация СНС Hardware and software implementation of CNN	Точность распознавания, % Accuracy of recognition, %			
	12 бит bits	14 бит bits	16 бит bits	32 бит bits
Вычислительное устройство БПЛА UAV computing device	97,03	98,51	98,66	–
Программная реализация СНС Software implementation of CNN	–	–	–	98,7

Таблица 3. Производительность при выполнении аппаратной СНС для двух вариантов вычислительного устройства

Table 3. Performance for hardware-based CNN for two variants of computing device

№ слоя Layer no.	Тип слоя Layer type	Кол-во операций в слое Number of operations in a layer	Кол-во вычислительных блоков Number of computing units		Время работы аппаратной СНС для классификации одного изображения, мс Run time of hardware-based CNN for one image recognition, ms			
			C1	C2	Теоретическое Theoretical		Экспериментальное Experimental	
					C1	C2	C1	C2
1	Свёрточный Convolutional	596232	6	12	1,987	0,994	4,310	3,495
2	Подвыборки Pooling	4056	6	12	0,014	0,007	0,391	0,244
3	Свёрточный Convolutional	388800	32	32	0,243	0,243	0,726	0,733
4	Подвыборки Pooling	3200	32	32	0,002	0,002	0,274	0,221
5	Свёрточный Convolutional	80000	100	100	0,016	0,016	1,281	1,278
6	Свёрточный Convolutional	1000	10	10	0,002	0,002	0,221	0,214
Итого/Summary					2,264	1,270	7,202	6,085

Видим, что теоретически рассчитанное время, затрачиваемое на классификацию одного изображения, довольно сильно отличается от полученного экспериментальным путём для каждого их вариантов вычислительного устройства. Это обусловлено значительными затратами времени на операции чтения данных из внешней памяти в ПЛИС. По этой же причине увеличение производительности вычислений в первых двух слоях СНС при удвоении числа вычислительных блоков в каждом из этих слоёв не привело к её двукратному росту, который ожидался исходя из теоретически рассчитанных результатов.

Исходя из первых полученных результатов исследования производительности вычислительного устройства, можно сделать вывод о том, что необходимы дальнейшие, в том числе комплексные, исследования, направленные на изучение эффективности различных предложенных способов распараллеливания вычислений в аппаратной СНС. Также следует указать на проблему избыточного числа обращений аппаратной СНС к внешней памяти, решение которой должно привести к росту производительности вычислительного устройства.

Выполнена также оценка эффективности декодера на ПЛИС в составе вычислительного устройства БПЛА. Эффективность оценивалась для информационного блока  $m=16$  бит и различных размеров пакета ошибок ( $p$  изменяется от 5 до 8 бит). В табл. 4 приведены значения характеристик декодера для кодов с различными параметрами.

**Таблица 4.** Характеристики декодера для кодов с различными параметрами

**Table 4.** Decoder characteristic for codes with different parameters

n	m	p	Логические ячейки, шт Logic cells, numbers	Время работы декодера, нс Decoder run time, ns
30	16	5	1981	15,5
31	16	6	2286	17,7
31	16	7	2238	15,7
42	16	8	4378	20,5

Из табл. 4 следует, что декодер для кода с параметрами (31, 16, 7) наиболее приемлем по количеству требующихся логических ячеек ПЛИС и по быстродействию. Кодер на ПЛИС в отличие от декодера требует ещё меньше логических ячеек ПЛИС.

#### Программное обеспечение наземной компоненты системы компьютерного зрения

В соответствии с концепцией создания интеллектуальной СКЗ её наземная компонента располагается в пункте управления БПЛА соответствующей службы мониторинга территорий и должна иметь специализированное программное обеспечение (ПО). Одним из требований этой концепции является наличие в составе ПО ядра, которое представляет из себя программные средства свободно распространяемой геоинформационной си-

стемы (ГИС). В качестве ГИС-ядра при выполнении проекта была выбрана QGIS версии 2.8 [29]. QGIS – это свободно-распространяемая кроссплатформенная ГИС, состоящая из настольной компоненты QGIS Desktop, серверной компоненты QGIS Server и компоненты QGIS Web Client для веб-доступа к настольной компоненте. Сегодня эта ГИС адаптирована к требованиям наземной компоненты СКЗ и имеет набор функций, позволяющий оператору наземного пункта выполнять базовые операции над пространственными данными и в итоге управлять БПЛА. С помощью инструментального модуля для осуществления разработки программ, входящего в QGIS, могут быть созданы и интегрированы в ПО этой ГИС новые программные модули.

В настоящее время решена задача кодирования/декодирования данных в наземной компоненте СКЗ. При этом предложен подход к построению кодера, в соответствии с которым рассчитывается и добавляется контрольная сумма CRC и сразу же добавляется избыточная часть (рис. 3, б). Для реализации декодирования разработан оригинальный двухэтапный способ декодирования блоков данных, принятых с БПЛА. На основе этого подхода к кодированию и двухэтапного способа декодирования данных разработаны соответствующие алгоритмы. При этом учтено, что ПО, реализующее эти алгоритмы, будет функционировать в условиях отсутствия жёсткого ограничения на использование вычислительных ресурсов наземной компоненты СКЗ. Эти алгоритмы были реализованы на языке C# в виде веб-сервиса кодирования и веб-сервиса декодирования данных. Веб-сервисы интегрированы с программными средствами ГИС QGIS.

#### Заключение

Предложена идея анализа изображений, полученных при мониторинге опасных технологических объектов и прилегающих к ним территорий, непосредственно на борту БПЛА в режиме реального времени. Для её реализации разработана концепция интеллектуальной СКЗ, базирующаяся на использовании аппаратных СНС для детектирования или классификации объектов различной физической природы в масштабе реального времени. Для аппаратной реализации на ПЛИС в качестве перспективных выбраны СНС подклассов LeNet5 и YOLO и разработаны новые архитектуры СНС этих подклассов.

Разработан оригинальный метод организации вычислений, учитывающий унификацию вычислительных блоков, в аппаратных СНС на ПЛИС, и новые способы параллельных вычислений в слоях СНС с новыми архитектурами. Создано вычислительное устройство БПЛА на основе системы на кристалле Cyclone V SX. Особенностью архитектуры устройства является наличие кроме реализованной на ПЛИС аппаратной СНС блоков кодера и декодера для помехоустойчивого кодирования/декодирования данных в СКЗ. Разработано ПО бортовой и наземной компонентов СКЗ.

Получены первые обнадеживающие результаты исследований созданного вычислительного устройства БПЛА, исходя из которых был сделан вывод о необходимости дальнейших комплексных исследований эффективности устройства с целью минимизации требующихся вычислительных ресурсов ПЛИС.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Программа развития компании ОАО «Газпром космические системы». Система «СМОТР». URL: <http://www.gazprom-spacesystems.ru/new-pro/> (дата обращения: 11.01.2019).
2. Ahmad A.A. Alkhatib A review on Forest Fire Detection Techniques // International Journal of Distributed Sensor Networks. – 2014. – V. 10. – Iss. 3. – P. 1–12. URL: <https://journals.sagepub.com/doi/full/10.1155/2014/597368/> (дата обращения: 11.01.2019).
3. Analysis of the moderate resolution imaging spectroradiometer contextual algorithm for small fire detection / Wanting Wang, J.J. Qu., Xianjun HaO, Yongqiang Liu // Journal of Applied Remote Sensing. – 2009. – V. 3. – 031502.
4. Лесные пожары. Беспилотное воздушное судно ZALA 421-16ЕМ Концерн Калашникова. URL: <http://zala.aero/category/applications/monitoring-pozharov/> (дата обращения: 12.01.2019).
5. Построение системы работы с данными прибора MODIS для решения задач мониторинга лесных пожаров и их последствий / Е.В. Флитман, И.В. Балашов, М.А. Бурцев, А.А. Галеев, В.А. Егоров, Р.В. Котельников, Е.А. Лупян, А.А. Мазуров, А.М. Матвеев, А.А. Прошин // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. – 2011. – Т. 8. – № 1. – С. 127–138.
6. Николенко С., Кабуринов А., Архангельская Е. Глубокое обучение. Погружение в мир нейронных сетей. – СПб: ИД «Питер», 2017. – 328 с.
7. Колесников А.Н., Костров Б.В., Ручкин В.Н. Нейронные сети мониторинга чрезвычайных ситуаций по данным ДЗЗ // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2014. – № 5. – С. 220–225.
8. Goyal S., Benjamin P. Object Recognition Using Deep Neural Networks: a survey. – 2014. URL: <https://arxiv.org/pdf/1412.3684.pdf> (дата обращения 08.01.2019).
9. Image net large scale visual recognition challenge / O. Russakovsky, J. Deng, H. Su, J. Krause, S. Satheesh, S. Ma, Z. Huang, A. Karpathy, A. Khosla, M. Bernstein, A.C. Berg, L. Fei-Fei // International Journal of Computer Vision. – 2015. – V. 15. – Iss. 3. – P. 211–252.
10. El-Sawy A., Hazem E.L.B., Loey M. CNN (convolutional neural networks) for hand-written Arabic digits recognition based on LeNet-5 // Proc. of the International Conference on Advanced Intelligent Systems and Informatics 2016. – 2016. – P. 566–575. – DOI: 10.1007/978-3-319-48308-5\_54.
11. Scherer D., Miiller A., Behuke S. Evaluation of pooling operations in convolutional architectures for object recognition // Artificial Neural Networks – ICANN 2010. 20th International Conference. – Thessaloniki, Greece, 15–18 September, 2010. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. – P. III. – P. 92–101.
12. Krizhevsky A., Sutskever I., Hinton G.E. Image net classification with deep CNN // Proc. of the 20th International Conference on Neural Information Processing Systems (ICONIP 2013). – Daejeon, Korea, November 3–7, 2013. – V. 1. – P. 1097–1105.
13. Танк Т. Итоги развития компьютерного зрения за 2016 год. URL: <https://habrahabr.ru/post/346140/> (дата обращения 15.04.2019).
14. Гудфеллоу Я., Бенджио И., Курвилль А. Глубокое обучение. – М.: ДМК Пресс, 2017. – 652 с.

*Авторы благодарят к.т.н., доцента А.Н. Мальчукова за помощь в постановке задачи помехоустойчивого кодирования и декодирования данных и аспиранта А.П. Береснева за консультации по сверточным нейронным сетям.*

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-47-700010 p\_a.*

15. Road and building detection datasets. URL: <http://www.cs.toronto.edu/~vmnih/data> (дата обращения: 15.04.2019).
16. Садовников П. Методы оптимизации нейронных сетей. URL: <https://habrahabr.ru/post/318970/> (дата обращения 10.01.2019).
17. Устройство на основе ПЛИС для распознавания рукописных цифр на изображениях / И.В. Зоев, А.П. Береснев, Н.Г. Марков, А.Н. Мальчуков // Компьютерная оптика. – 2017. – Т. 41. – № 6. – С. 938–949.
18. Береснев А.П., Зоев И.В., Мальчуков А.Н. Методика переноса весов нейронной сети из программной в аппаратную реализацию // Сб. трудов XIV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 1. – С. 22–23.
19. YOLO9000: Better, Faster, Stronger. URL: <https://arxiv.org/pdf/1612.08242.pdf> (дата обращения 15.04.2019).
20. Inception-v4, Inception-ResNet and the Impact of Residual Connections on Learning. – URL: <https://arxiv.org/abs/1602.07261> (дата обращения 14.05.2018).
21. Береснев А.П., Зоев И.В., Марков Н.Г. Исследование сверточных нейронных сетей класса YOLO для мобильных систем детектирования объектов на изображениях // GraphiCon 2018. 28-я Международная конференция по компьютерной графике и машинному зрению. Труды конференции. – Томск, 2018. – С. 196–199.
22. Pascal VOC database. URL: <https://pjreddie.com/projects/pascal-voc-dataset-mirror/> (дата обращения 15.04.2019).
23. Morelos-Zaragoza R.H. The art of error correcting coding. 2nd ed. – Baffins Lane, Chichester, West Sussex, England: John Wiley & Sons, Ltd, 2002. – 269 p.
24. Мыцко Е.А., Мальчуков А.Н. Исследование программных реализаций алгоритмов вычисления CRC (cyclic redundancy code) совместных с PKZIP, WINRAR, ETHERNET // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 5. – С. 170–175.
25. Рыжова С.Е., Мыцко Е.А. Разработка адаптивной структуры быстродействующего декодера БЧХ-кода (Боуза-Чоудхури-Хоквингема-кода) и его аппаратная реализация на примере кодовой комбинации длиной в 15 бит на ПЛИС (на программируемой логической интегральной схеме) // Научная сессия ТУСУР-2017: материалы Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 55-летию ТУСУРа. – Томск, 2017. – Т. 5. – С. 148–151.
26. The MNIST database of handwritten digits. URL: <http://yann.lecun.com/exdb/mnist> (дата обращения 15.04.2019).
27. Caffe: Convolutional Architecture for Fast Feature Embedding / Y. Jia, E. Shelhamer, J. Donahue, S. Karayev, J. Long, R. Girshick, S. Guadarrama, T. Darrell // Proc. of the 22nd ACM Multimedia. – Orlando, Florida, USA, November 3–7, 2014. – P. 675–678.
28. Quartus II Handbook V. 3: Verification. URL: [https://www.altera.com/content/dam/altera-www/global/en\\_US/pdfs/literature/hb/qts/qts\\_qii5v3.pdf](https://www.altera.com/content/dam/altera-www/global/en_US/pdfs/literature/hb/qts/qts_qii5v3.pdf) (дата обращения 15.05.2019).
29. QGIS is a free, open source, crossplatform GIS (geographic information system). URL: <https://github.com/qgis/QGIS> (дата обращения: 31.01.2019).

*Поступила 12.06.2019 г.*

#### **Информация об авторах**

**Зоев И.В.**, аспирант отделения информационных технологий Инженерной школы информационных технологий и робототехники Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Марков Н.Г.**, доктор технических наук, профессор отделения информационных технологий Инженерной школы информационных технологий и робототехники Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Рыжова С.Е.**, аспирант отделения информационных технологий Инженерной школы информационных технологий и робототехники Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 004.8 528.7

## INTELLIGENT COMPUTER VISION SYSTEM FOR UNMANNED AERIAL VEHICLES FOR MONITORING TECHNOLOGICAL OBJECTS OF OIL AND GAS INDUSTRY

Ivan V. Zoev<sup>1</sup>,  
ivz3@tpu.ru

Nikolay G. Markov<sup>1</sup>,  
markovng@tpu.ru

Svetlana E. Ryzhova<sup>1</sup>,  
ser1@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the necessity to develop modern computer vision systems for monitoring hazardous technological objects of oil and gas industry.

**The main aim** of the research is to develop the intelligent computer vision system for unmanned aerial vehicles, which allows monitoring dangerous technological objects and analyzing the monitoring data in real-time on the board of the unmanned aerial vehicle.

**Objects:** the concept of construction of intelligent computer vision system; new architectures of convolutional neural networks hardware-based using field programmable gate array; the method of unification of computing blocks and ways of parallel calculation in hardware-based convolutional neural networks; algorithms of error-correction encoding and decoding data for exchanging message between ground and airborne components of the intelligent computer vision system.

**Methods:** methods of detection and classification objects in images using convolutional neural networks; convolutional neural network deep learning methods; methods of designing software and hardware systems.

**Results.** We have been analyzed the current state of research in the field of monitoring hazardous technological objects of the oil and gas industry and developed the concept of construction of intelligent computer vision system for unmanned aerial vehicles for monitoring dangerous objects. The idea of analyzing the images, obtained at monitoring of technological objects and surrounding areas, directly onboard of the unmanned aerial vehicle in real time was the base in this concept. Moreover, it is shown that the use of hardware-based convolutional neural networks for providing such analysis in real time is required. The authors developed the convolutional neural networks architectures for computer vision system from promising subclasses LeNet5 and YOLO and proposed the algorithms of error-correction data encoding/decoding for messages exchanging between these components, considering the specifics of ground and airborne components. The authors developed the original method of organizing calculation in hardware-based convolutional neural networks using field programmable gate array, which differs from the known ones by using the unified computing blocks and new ways of parallel calculation in layers in these convolutional neural networks. They proposed the architecture of computing device of the unmanned aerial vehicle which includes the blocks of the hardware-based convolutional neural networks and the data encoder/decoder. This device is based on the Altera Cyclone V SX system-on-a-chip. The paper demonstrates the first results of studying the device efficiency. The authors developed the software for the ground component of the computer vision system.

### Key words:

Unmanned aerial vehicles, monitoring hazardous technological objects of oil and gas industry, computer vision system, convolutional neural networks, field programmable gate array.

The authors appreciate Cand. Sc., associate professor A.N. Malchukov for his support in data error-correction encoding and decoding task and post graduate student A.P. Beresnev for advising in convolutional neural networks.

The reported study was funded by RFBR, project no. 18-47-700010 p\_a.

### REFERENCES

1. Programma razvitiya kompanii OAO «Gazprom kosmicheskie sistemy». Sistema «SMOTR» [The development program of OJSC «Gazprom space systems». «SMOTR» system]. Available at: <http://www.gazprom-spacesystems.ru/new-pro/> (accessed 11 January 2019).
2. Ahmad A.A. Alkhatib. A review on Forest Fire Detection Techniques. *International Journal of Distributed Sensor Networks*, 2014, vol. 10, Iss. 3, pp. 1–12. Available at: <https://journals.sagepub.com/doi/full/10.1155/2014/597368/> (accessed 11 January 2019).
3. Wanting Wang, Qu J.J., Xianjun HaO, Yongqiang Liu. Analysis of the moderate resolution imaging spectroradiometer contextual algorithm for small fire detection. *Journal of Applied Remote Sensing*, 2009, vol. 3, 031502.
4. Lesnye pozhary. Bepilotnoe vozdušnoye sudno ZALA 421–16EM Kontserna Kalashnikova [Forest fires. Unmanned aircraft ZALA 421–16EM of Kalashnikov Concern]. Available at: <http://zala.aero/category/applications/monitoring-pozharov/> (accessed 12 January 2019).
5. Flitman E.V., Balashov I.V., Bourtsev M.A., Galeev A.A., Egorov V.A., Kotelnikov R.V., Loupian E.A., Mazurov A.A., Matveev A.M., Proshin A.A. Organization of the MODIS instrument data processing system for the tasks of monitoring forest fires and their aftereffects. *Current problems in remote sensing of the Earth from space*, 2011, vol. 8, no. 1, pp. 127–138. In Rus.
6. Nikolenko S., Kaburin A., Arkhangelskaya E. *Glubokoe obuchenie. Pogruzhenie v mir neyronnykh setey* [Deep learning. Immersion in the world of neural networks]. St-Petersburg, Piter Publ., 2017. 328 p.

7. Kolesnikov A.N., Kostrov B.V., Ruchkin V.N. Neural network monitoring of emergencies according ERS. *Proceedings of the Tula State University Technical science*, 2014, no. 5, pp. 220–225. In Rus.
8. Goyal S., Benjamin P. *Object Recognition Using Deep Neural Networks: a survey*, 2014. Available at: <https://arxiv.org/pdf/1412.3684.pdf> (accessed: 08 January 2019).
9. Russakovsky O., Deng J., Su H., Krause J., Satheesh S., Ma S., Huang Z., Karpathy A., Khosla A., Bernstein M., Berg A.C., Fei-Fei L. Image Net Large Scale Visual Recognition Challenge. *International Journal of Computer Vision*, 2015, vol. 115, Iss. 3, pp. 211–252.
10. El-Sawy A., Hazem E.L.B., Loey M. CNN for hand-written Arabic digits recognition based on LeNet-5. *Proceedings of the International Conference on Advanced Intelligent Systems and Informatics*. 2016. pp. 566–575. DOI: 10.1007/978-3-319-48308-5\_54.
11. Scherer D., Miiller A., Behuke S. Evaluation of pooling operations in convolutional architectures for object recognition. *Artificial Neural Networks – ICANN 2010. 20<sup>th</sup> International Conference*. Thessaloniki, Greece, 15–18 September 2010. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. P. III, pp. 92–101.
12. Krizhevsky A., Sutskever I., Hinton G.E. Image Net classification with deep CNN. *Proceedings of the 20th International Conference on Neural Information Processing Systems (ICONIP 2013)*. Daegu, Korea, November 3–7, 2013. Vol. 1, pp. 1097–1105.
13. Tank T. *Itogi razvitiya kompyuternogo zreniya za 2016 god* [Results of the computer vision development for 2016]. Available at: <https://habrahabr.ru/post/346140/> (accessed 15 April 2019).
14. Gudfellow Y.A., Bengio I., Courville A. *Glubokoe obuchenie* [Deep learning]. Moscow, DMK Press, 2017. 652 p.
15. *Road and building detection datasets*. Available at: <http://www.cs.toronto.edu/~vmnih/data> (accessed 15 April 2019).
16. Sadovnikov P. *Metody optimizatsii neyronnykh setey* [Neural networks optimization methods]. Available at: <https://habrahabr.ru/post/318970/> (accessed 10 January 2019).
17. Zoev I.V., Beresnev A.P., Markov N.G., Malchukov A.N. FPGA based device for handwritten digits recognition on images. *Computer optics*, 2017, vol. 41, no. 6, pp. 938–949. In Rus.
18. Beresnev A.P., Zoev I.V., Malchukov A.N. Metodika perenosu veso-  
v neyronnoy seti iz programmnoy v apparatnuyu realizatsiyu [The method of transferring weights of the neural network from software implementation to hardware one]. *Sbornik trudov XIV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh* [MSIT. Proc. of the XIV International scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists]. Tomsk, TPU Publ., 2016. Vol. 1, pp. 22–23.
19. *YOLO9000: Better, Faster, Stronger*. Available at: <https://arxiv.org/pdf/1612.08242.pdf> (accessed 15 April 2019)
20. *Inception-v4, Inception-ResNet and the Impact of Residual Connections on Learning*. Available at: <https://arxiv.org/abs/1602.07261> (accessed 15 April 2019)
21. Beresnev A.P., Zoev I.V., Markov N.G. Issledovanie svertochnykh neyronnykh setey klassa YOLO dlya mobilnykh setey detektirovaniya obektov na izobrazheniyakh [Research on convolutional neural networks of YOLO class for mobile object detection system]. *Trudy 28-oy mezhdunarodnoy konferentsii* [Graphi-Con 2018. Proc. of 28<sup>th</sup> International conference on computer graphics and vision]. Tomsk, 2018. pp. 196–199.
22. *Pascal VOC database*. Available at: <https://pjreddie.com/projects/pascal-voc-dataset-mirror/> (accessed 15 April 2019).
23. Morelos-Zaragoza R.H. *The art of error correcting coding. Second edition*. Baffins Lane, Chichester, West Sussex, England, John Wiley & Sons, Ltd, 2002. 269 p.
24. Mytsko E.A., Malchukov A.N. Research of software-based implementations of CRC computation algorithms joint with PKZIP, WINRAR, ETHERNET. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 5, pp. 170–175.
25. Ryzhova S.E., Mytsko E.A. Razrabotka adaptivnoy struktury bystrodeystvuyushchego dekodera BCH-koda i ego apparatnaya realizatsiya na primere kodovoy kombinatsii dlinoy v 15 bit na PLIS [Development of adaptive structure of high-speed decoder of BCH-code and its hardware-based implementation on code length example 15 bits using FPGA]. *Nauchnaya sessiya TUSUR-2017: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh, posvyashchennoy 55-letiyu TUSURa* [Proc. of International scientific-technical conference of students, graduate students and young scientists for 55-years old of TUSUR: TUSUR Scientific Session 2017]. Tomsk, 2017. Vol. 5, pp. 148–151.
26. *The MNIST database of handwritten digits*. Available at: <http://yann.lecun.com/exdb/mnist> (accessed 26 July 2018).
27. Jia Y., Shelhamer E., J Donahue., Karayev S., Long J., Girshick R., Guadarrama S., Darrell T. Caffe: Convolutional Architecture for Fast Feature Embedding. *Proc. of the 22<sup>nd</sup> ACM Multimedia*. Orlando, Florida, USA, November 3–7, 2014. pp. 675–678.
28. *Quartus II Handbook*. Vol. 3: Verification. Available at: [https://www.altera.com/content/dam/altera-www/global/en\\_US/pdfs/literature/hb/qts/qts\\_qii5v3.pdf](https://www.altera.com/content/dam/altera-www/global/en_US/pdfs/literature/hb/qts/qts_qii5v3.pdf) (accessed 15 April 2019).
29. *QGIS is a free, open source, cross platform GIS*. Available at: <https://github.com/qgis/QGIS> (accessed 31 January 2019).

Received: 12 June 2019.

#### Information about the authors

**Ivan V. Zoev**, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Nikolay G. Markov**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Svetlana E. Ryzhova**, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.276.66.013

## ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРОПАНТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Галкин Владислав Игнатьевич<sup>1</sup>,

Vgalkin@pstu.ru

Колтырин Артур Николаевич<sup>2</sup>,

Artur.Koltyrin@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614066, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

<sup>2</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Россия, 614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29.

**Актуальность.** Большинство месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» находятся на завершающей стадии разработки, и на них выполняется большое количество операций гидроразрыва пласта (ГРП). В условиях высокой выработки запасов, обводнения скважин и снижения пластового давления необходимо планировать проведение ГРП на тех скважинах, где может быть получен максимальный прирост дебитов нефти.

**Цель:** разработка методики прогноза дебитов нефти с использованием вероятностно-статистических методов.

**Объекты:** данные по использованию пропантного ГРП на карбонатном ВЗВ4 объекте Батырбайского месторождения.

**Методы:** анализ данных по оценке эффективности ГРП с помощью использования вероятностно-статистических методов.

**Результаты.** С использованием вероятностно-статистического метода построены многомерные математические модели оценки эффективности ГРП, которые позволили определить приросты дебитов нефти. Одним из основных преимуществ вероятностно-статистического метода является то, что все используемые для прогноза показатели, имеющие различные размерности, были переведены в безразмерные величины, что упрощает сопоставительный анализ. Кроме этого, выполнено сравнение полученных приростов дебитов нефти с методом расчета дебита жидкости через удельный коэффициент продуктивности. Выполненный анализ показал, что разработанный вероятностно-статистический метод прогноза обеспечивает более точную сходимость с фактическими данными по приростам дебитов нефти, в отличие от результатов, полученных по методу удельного коэффициента продуктивности. Значения коэффициентов парной корреляции для вероятностно-статистического метода составили по объекту разработки ВЗВ4 – 0,85, тогда как по методу удельной продуктивности, соответственно, – 0,15, что на статистическом уровне подтверждает более высокую эффективность предлагаемого метода.

### Ключевые слова:

Гидроразрыв пласта, карбонатный коллектор, прогнозирование прироста дебита нефти, вероятность, статистический расчет, удельный коэффициент продуктивности, прогнозная выборка скважин.

### Введение

На месторождениях Пермского края выполнено более 1000 скв/опер гидроразрыва пластов (ГРП) начиная с 1996 г. В работе изучен и проанализирован опыт применения пропантного ГРП на карбонатном объекте ВЗВ4 Батырбайского месторождения. Цель работы – по известным геолого-промысловым, технологическим и техническим данным ГРП (масса пропанта, концентрация пропанта, давления разрыва при ГРП и т. д.) вычислить величину прироста дебита нефти ( $Q_n$ , т/сут). В связи с тем, что на успешность ГРП оказывает влияние множество параметров, использование стандартных статистических показателей и расчетов (среднее значение, зависимости одного параметра от другого и т. п.) может не дать надежных результатов прогноза. Однако с развитием математического аппарата появилась возможность обрабатывать большие массивы данных. Появились новые инструменты, такие как: дерево решений, нейронные сети, метод опорных векторов и другие, которые все чаще находят свое приложение в различных сферах нефтяной индустрии. Нейронные сети

использовались для определения забойного давления при бурении на депрессии [1], пластового давления, проницаемости и скин-фактора [2]. Поскольку различные алгоритмы имеют свои достоинства и недостатки, при задачах прогноза возникает необходимость использования несколько методов, их комплексирование. Так, гибридные модели алгоритма нечеткой логики и метода опорных векторов применялись для определения ФЕС нефтяных и газовых месторождений [3]. В работе [4] приводится метод самоорганизующихся карт Кохонена (разновидность нейросетей) для выбора скважин-кандидатов под повторные ГРП. В работах [5–7] приводятся методы случайный лес и бустинг, связанные с машинным обучением. В статье [8] приведены данные по использованию многозонного гидроразрыва пласта методами Datamining в горизонтальных скважинах. Применение инструментов прогнозирования Datamining для анализа и прогноза успешности ГРП на примере объекта ВЗВ8 Повховского месторождения приводится в статье [9]. Методы математической статистики широко применяются для анализа и прогнозирования

ния различных геологических и технологических показателей [10–18].

В данной статье на примере скважин объекта разработки ВЗВ4 Батырбайского месторождения для прогнозирования приростов дебитов нефти ( $Q_n$ , т/сут) после проведения ГРП приводится разработанный авторами вероятностно-статистический метод (ВСМ). Значение прироста дебита нефти рассчитывалось как разница среднего значения дебита нефти за три месяца после ГРП и среднего значения дебита нефти за три месяца до ГРП:

$$Q_n = Q_{n, \text{ после ГРП }} - Q_{n, \text{ до ГРП }}.$$

Вероятностно-статистический метод основан на том, что все используемые для прогноза показатели, имеющие различные размерности, были переведены в безразмерные величины, что упрощает сопоставительный анализ сравнения показателей с разными единицами измерения [19, 20]. В данной работе выполняется сравнение разработанного метода с методом оценки эффективности ГРП по удельному коэффициенту продуктивности (УКП). Сравнение двух методик производится по одним и тем же данным проведения ГРП, когда в качестве обучающей выборки используются результаты проведения пропантного ГРП за период до 2016 г. (по объекту разработки ВЗВ4 – 30 операций). Сравнение результатов прогноза эффективности ГРП производится по 29 операциям, проведенным в 2017 и 2018 гг. Схема оценки эффективности проведения ГРП через удельный коэффициент продуктивности приведена на рис. 1.

#### Описание метода расчета дебита жидкости через удельный коэффициент продуктивности

На рис. 1 показано, что используемый алгоритм может быть описан следующим образом:

- первоначально из скважин обучающей выборки сформировали базу с геологическими и технологическими параметрами;
- по каждой скважине вычислили коэффициент продуктивности и рассчитали удельный коэффициент продуктивности на один метр эффективной нефтенасыщенной толщины;
- с учетом данных по вскрытой эффективной нефтенасыщенной толщине в скважинах с планируемым проведением пропантного ГРП рассчитали планируемый коэффициент продуктивности. Имея данные по замерам пластового давления, выполнили расчет планируемого дебита жидкости после ГРП;
- с целью расчета прироста дебита нефти после ГРП вычислили с использованием дебита жидкости дебит нефти с помощью средней обводненности после ГРП, по скважинам, выполненным до 2016 г. Среднее значение обводненности после выполнения пропантного ГРП составило 39 %. Из полученного дебита нефти вычислили дебит нефти до ГРП и получим прирост дебита нефти после ГРП.

#### Описание вероятностно-статистического метода

Вероятностно-статистический метод как способ прогнозирования прироста дебита нефти в скважине после применения ГРП для объекта разработки ВЗВ4 кратко может быть описан следующим образом:

1. На первом этапе сформировали базу данных по скважинам по приростам дебитов нефти ( $Q_n$ , т/сут) после применения технологии пропантного ГРП.
2. Выполнили разделение скважин на 2 класса: 1-й класс с приростом нефти ( $Q_n$ ) более 8 т/сут – технология является эффективной, 2-й класс с приростом нефти ( $Q_n$ ) менее 8 т/сут – технология является малоэффективной.
3. Выполнили идентификацию набора входных переменных из множества геологических, технологических и технических параметров, которые имеют влияние на выходной показатель  $Q_n$ . Геологические и технологические показатели известны до выполнения ГРП, а технические параметры ГРП определяются при выполнении самой операции ГРП. Идентифицируем основные информативные геолого-технологические и технические показатели для карбонатного объекта ВЗВ4 путем выполнения статистического анализа показателей для каждого класса по скважинам. Информативность показателей оценивалась путем сравнения средних значений в двух классах по критерию  $t_p$  (критерий информативности).
4. Информативными геолого-технологическими являются следующие показатели: расчлененность разреза ( $K_p$ , ед), коэффициент продуктивности ( $K_{\text{прод}}$ , м<sup>3</sup>/сут·МПа), коэффициент пьезопроводности ( $\gamma$ , см<sup>2</sup>·с), коэффициент проницаемости ближней зоны пласта ( $K_{\text{прод}}^{\text{пзп}}$ , мкм<sup>2</sup>), коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ( $K_{\text{прод}}^{\text{узп}}$ , мкм<sup>2</sup>), пластовое давление до ГРП ( $P_{\text{пл}}$ , МПа), нефтенасыщенная толщина ( $h_{\text{эф}}$ , м), скин-эффект ( $S$ ), данные гамма каротажа ( $GK$ , мкр/ч), глубина относительная ( $H_{\text{отн}}$ , м), глубина абсолютная ( $H_{\text{абс}}$ , м), накопленная добыча нефти по скважине ( $Q_{\text{н.н}}$ , т), накопленная добыча воды по скважине ( $Q_{\text{в.н}}$ , т). Информативными являются следующие технические показатели: расход смеси ( $Q_{\text{см}}$ , м<sup>3</sup>/мин), объем жидкости разрыва ( $V_{\text{ж.з}}$ , м<sup>3</sup>), масса пропанта ( $M_{\text{проп}}$ , т) концентрация пропанта ( $K_{\text{проп}}$ , кг/м<sup>3</sup>), давление в начале процесса ГРП ( $P_{\text{нач}}$ , МПа), среднее давление при выполнении самой операции ГРП ( $P_{\text{ср}}$ , МПа), давление в конце ГРП ( $P_{\text{кон}}$ , МПа), объем геля ( $V_{\text{геля}}$ , м<sup>3</sup>).
5. На следующем шаге по каждому информативному показателю строим вероятностные модели отнесения к классу эффективного ГРП. Методика вычисления индивидуальных вероятностных моделей по каждому из показателей состоит из пяти подэтапов:

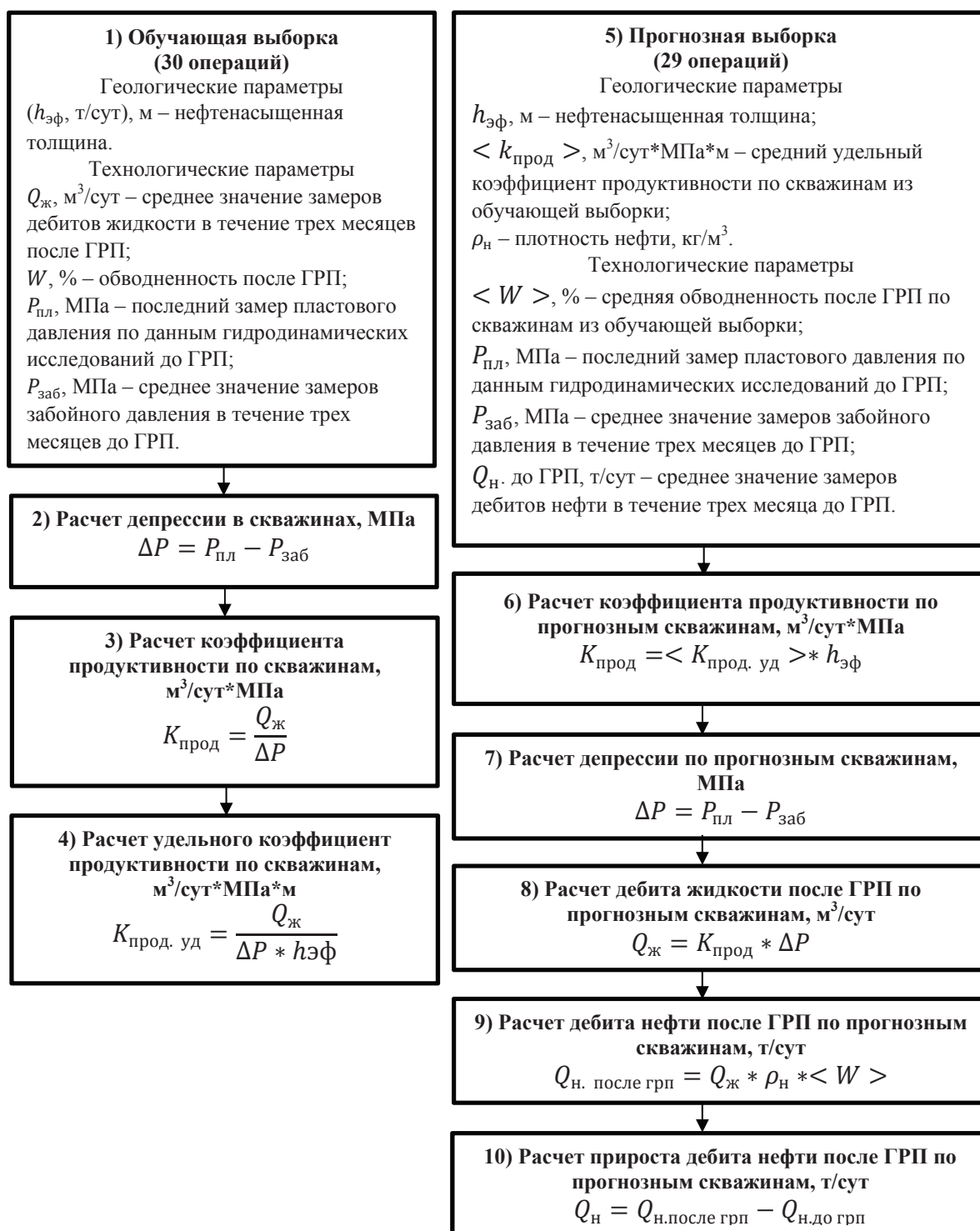


Рис. 1. Алгоритм метода расчета прироста дебита нефти

Fig 1. Algorithm of the method for calculating oil production increase

- 1) разделение скважин на классы по эффективности ГРП;
- 2) построение гистограмм по показателям для определения оптимальных величины интервалов варьирования значений;
- 3) вычисление вероятности принадлежности к 1 классу в каждом интервале;
- 4) сопоставление интервальных значений вероятности принадлежности к 1 классу со средними интервальными значениями показателя;

**Таблица 1.** Вероятностные модели принадлежности к классу эффективных ГРП

**Table 1.** Probabilistic models of belonging to a class of effective hydraulic fracturing

Вероятностная модель Probabilistic model	Область применения Application area	Диапазон изменения вероятности Range of probability change
Геолого-технологические показатели Geological and technological parameters		
$P(K_p)=0,557-0,0329K_p$	1–3, ед. (u.f)	0,458–0,524
$P(K_{\text{прод}})=0,491+0,0054K_{\text{прод}}$	0,21–5,68 м³/сут·МПа (m³/d·MPa)	0,492–0,521
$P(K_{\text{упр}})=0,505-0,1763K_{\text{упр}}$	0,002–0,125 мкм² (mkm²)	0,482–0,504
$P(h_{\text{эф}})=0,751-0,057h_{\text{эф}}$	3,0–6,5 м (m)	0,380–0,580
$P(GK)=0,667-0,0775GK$	1,4–4,0 мкр/ч (mR/hr)	0,357–0,558
$P(H_{\text{абс}})=4,063+0,00528H_{\text{абс}}$	848–876 м (m)	0,414–0,562
$P(Q_{\text{в.н}})=0,468+0,000003Q_{\text{в.н}}$	90,0–46507,8 т (t)	0,468–0,607
$P(\gamma)=0,376+0,00067\gamma$	14–772 см²·с (cm²·s)	0,385–0,893
$P(K_{\text{прон}}^{\text{пзп}})=0,426+0,4299K_{\text{прон}}^{\text{пзп}}$	0,0024–1,32 мкм² (mkm²)	0,427–0,993
$P(P_{\text{пл}})=0,124+0,05133P_{\text{пл}}$	3,4–11,3 МПа (MPa)	0,298–0,704
$P(S)=0,447-0,0134S$	–6,6–1,6	0,425–0,535
$P(H_{\text{отн}})=0,225+0,00024H_{\text{отн}}$	1030–1288 м м (m)	0,472–0,534
$P(Q_{\text{н.н}})=0,411+0,00000474Q_{\text{н.н}}$	939,4–59862,2 т (t)	0,415–0,650
Технические показатели/Technical parameters		
$P(Q_{\text{см}})=0,192+0,18094Q_{\text{см}}$	3,5–4,4 м³/мин (m³/min)	0,441–0,604
$P(M_{\text{прод}})=0,343+0,00578M_{\text{прод}}$	19,7–36,5 т (t)	0,456–0,553
$P(P_{\text{нач}})=0,432+0,0031P_{\text{нач}}$	14–34 МПа (MPa)	0,475–0,537
$P(P_{\text{кон}})=0,108+0,0135P_{\text{кон}}$	18–65 МПа (MPa)	0,351–0,985
$P(V_{\text{ж.р}})=0,519-0,0005V_{\text{ж.р}}$	12,5–70 м³ (MPa)	0,484–0,512
$P(K_{\text{прон}})=0,026+0,00056K_{\text{прон}}$	270–1100 кг/м³ (kg/m³)	0,177–0,642
$P(P_{\text{ср}})=0,313+0,0083P_{\text{ср}}$	14,0–30,0 МПа (MPa)	0,429–0,532
$P(V_{\text{геля}})=0,554-0,0004V_{\text{геля}}$	66,9–199,5 м³ (m³)	0,474–0,527

5) вычисление парного коэффициента корреляции  $r$  и построение уравнения регрессии (вероятностной модели).

Индивидуальные вероятностные модели по показателям для вычисления вероятности принадлежности к 1 классу по карбонатному объекту разработки ВЗВ4 представлены в табл. 1.

Из табл. 2 видно, что на первом шаге при  $m=2$  в модель были включены  $P(K_{\text{прон}}^{\text{пзп}})$  и  $P(Q_{\text{в.н}})$ . При  $m=3$  добавляется параметр  $P(P_{\text{пл}})$ , и так далее, пока не будут привлечены все информативные показатели. Анализ  $P_{\text{комп}}$  показывает, что для первого класса значения возрастают от 0,514 до 0,601. Для второго класса значения  $P_{\text{комп}}$  последовательно убывают от 0,432 до 0,370.

**Таблица 3.** Сочетание вероятностей технических показателей

**Table 3.** Combination of probabilities of technical parameters

Показатели Parameters	Сочетание вероятностей – $P_{\text{комп}}$ Combination of probabilities – $P_{\text{комп}}$						
	$m=2$	$m=3$	$m=4$	$m=5$	$m=6$	$m=7$	$m=8$
$P(Q_{\text{см}})$		+	+	+	+	+	+
$P(M_{\text{прод}})$			+	+	+	+	+
$P(P_{\text{нач}})$					+	+	+
$P(P_{\text{кон}})$	+	+	+	+	+	+	+
$P(V_{\text{ж.р}})$							+
$P(K_{\text{прон}})$	+	+	+	+	+	+	+
$P(P_{\text{ср}})$				+	+	+	+
$P(V_{\text{геля}})$						+	+
$P_{\text{комп}}$ класс 1 $P_{\text{комп}}$ class 1	0,536	0,542	0,545	0,548	0,549	0,552	0,551
$P_{\text{комп}}$ класс 2 $P_{\text{комп}}$ class 2	0,418	0,416	0,414	0,413	0,414	0,415	0,415
$t_{1-2}$	2,753	2,809	2,873	2,663	2,525	2,637	2,607

Из табл. 3 видно, что на первом шаге при  $m=2$  в модель были включены  $P(P_{\text{кон}})$  и  $P(K_{\text{прон}})$ . При

**Таблица 2.** Сочетание вероятностей геолого-технологических показателей

**Table 2.** Combination of probabilities of geological and technological parameters

Показатели Parameters	Сочетание вероятностей – $P_{\text{комп}}$ /Combination of probabilities – $P_{\text{комп}}$											
	$m=2$	$m=3$	$m=4$	$m=5$	$m=6$	$m=7$	$m=8$	$m=9$	$m=10$	$m=11$	$m=12$	$m=13$
$P(K_p)$									+	+	+	+
$P(K_{\text{прод}})$											+	+
$P(K_{\text{прон}}^{\text{упр}})$												+
$P(h_{\text{эф}})$				+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(GK)$					+	+	+	+	+	+	+	+
$P(H_{\text{абс}})$						+	+	+	+	+	+	+
$P(Q_{\text{в.н}})$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(\gamma)$								+	+	+	+	+
$P(K_{\text{прон}}^{\text{пзп}})$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(P_{\text{пл}})$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P(S)$							+	+	+	+	+	+
$P(H_{\text{отн}})$										+	+	+
$P(Q_{\text{н.н}})$			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P_{\text{комп}}$ класс 1 $P_{\text{комп}}$ class 1	0,514	0,517	0,534	0,546	0,554	0,563	0,565	0,590	0,597	0,599	0,599	0,601
$P_{\text{комп}}$ класс 2 $P_{\text{комп}}$ class 2	0,432	0,407	0,398	0,391	0,386	0,381	0,382	0,369	0,336	0,369	0,369	0,370
$t_{1-2}$	2,216	2,159	2,231	2,578	2,743	2,951	2,846	2,815	2,895	2,917	2,903	2,920

Таблица 4. Значения параметра  $P_{\text{комп}}$  по скважинам при различных сочетаниях геолого-технологических вероятностей

Table 4. Values of parameter  $P_{\text{комп}}$  on wells at various combinations of geological and technological probabilities

№ скв. Well no.	Значения $P_{\text{комп}}$ при $m=2-13$ / $P_{\text{комп}}$ values at $m=2-13$											
	$m=2$	$m=3$	$m=4$	$m=5$	$m=6$	$m=7$	$m=8$	$m=9$	$m=10$	$m=11$	$m=12$	$m=13$
Обучающая выборка/Training selection												
1	0,729	0,735	0,878	0,875	0,932	0,933	0,943	0,952	0,918	0,920	0,945	0,951
2	0,517	0,514	0,733	0,763	0,938	0,942	0,951	0,959	0,955	0,948	0,952	0,959
3	0,955	0,958	0,983	0,986	0,972	0,974	0,978	0,982	0,997	0,997	0,997	0,997
Прогнозная выборка/Examination selection												
4	0,750	0,774	0,229	0,274	0,330	0,357	0,314	0,275	0,648	0,616	0,628	0,631
5	0,275	0,293	0,519	0,572	0,775	0,795	0,709	0,605	0,398	0,424	0,433	0,471
6	0,474	0,475	0,701	0,727	0,917	0,922	0,893	0,854	0,809	0,794	0,761	0,708

$m=3$  добавляется параметр  $P(Q_{\text{см}})$ , и так далее, пока не будут привлечены все информативные показатели. Анализ  $P_{\text{комп}}$  показывает, что для первого класса значения увеличиваются незначительно – от 0,534 до 0,551. Для второго класса значения  $P_{\text{комп}}$  также изменяются незначительно в интервале 0,418–0,413.

На следующем шаге рассчитаем значения параметра  $P_{\text{комп}}$  по каждой скважине по обучающей и прогнозной выборке при различных сочетаниях вероятностей  $m$  отдельно для геолого-технологических и технических параметров. Примеры расчета значений  $P_{\text{комп}}$  по нескольким скважинам, вычисленные по геолого-технологическим показателям, приведены в табл. 4. Аналогичный расчет проводился и для технических показателей.

Из табл. 4 видно, что изменения  $P_{\text{комп}}$  при различных  $m$  для этих скважин достаточно индивидуальны. По скв. № 6 наблюдается последовательное увеличение значений  $P_{\text{комп}}$  от 0,474 до 0,708, по

скв. № 5 значения носят незакономерный характер.

Прогнозный прирост дебита нефти  $Q_{\text{н}}$  рассчитаем с помощью пошагового регрессионного анализа с использованием значений  $P_{\text{комп}}$  при  $m$  от 2 до 13 для геолого-технологических параметров и при  $m$  от 2 до 8 для технических параметров. Совокупное влияние всех независимых факторов, в данном случае значений  $P_{\text{комп}}$ , на зависимую переменную  $Q_{\text{н}}$  определим с помощью пошагового регрессионного анализа. Уравнение регрессии по геолого-технологическим показателям имеет следующий вид:

$$Q_{\text{н}}^{\text{м-уквГТ}} = 3,629 + 4,987605 P_{\text{комп}}^9.$$

Данная регрессионная модель учитывает значения  $P_{\text{комп}}$  при сочетаниях  $m=9$  (табл. 2), что позволяет прогнозировать прирост дебита нефти со средним отклонением от фактических значений 1,9 т/сут. На стадии подбора скважин-кандидатов рекомендуется использовать данную модель,

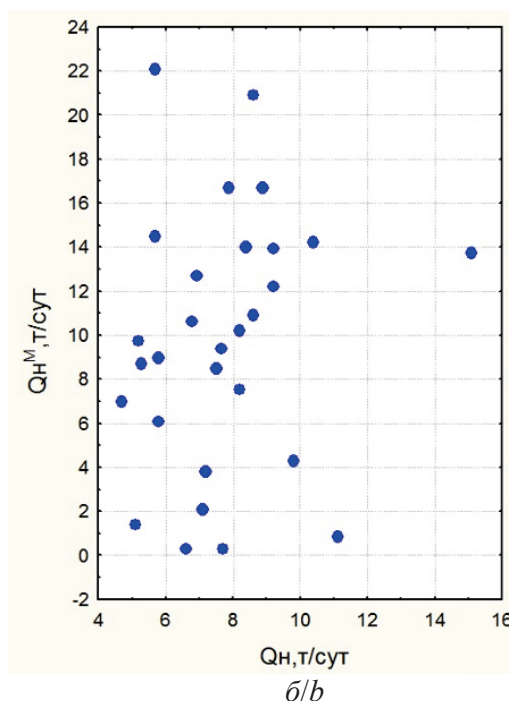
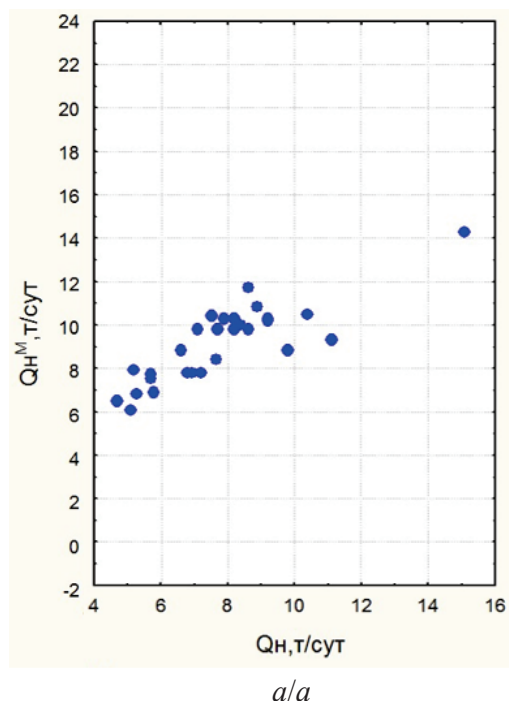


Рис. 2. Корреляционное поле для: а) ВСМ; б) метода расчета УКП

Fig. 2. Correlation field calculated by: a) the probability-statistical method; b) the coefficient well productivity

т. к. геолого-технологические параметры известны на стадии проектирования и, заранее имея информацию о прогнозируемом приросте дебита нефти, возможно ранжировать скважины по степени эффективности проведения на них ГРП.

После подбора скважины кандидата и подтверждения получения прироста по вышеприведенной модели рекомендуется выполнить операцию пропантного ГРП и по имеющейся информации о давлении и объемах закачки реагентов выполнить расчет по модели, учитывающей только технические параметры при ГРП:

$$Q_{\text{н}}^{\text{м-уэвГ}} = 2,533 + 12,962 P_{\text{комп}^4_{\text{м}}} - 110,726 P_{\text{комп}^6_{\text{м}}} + 131,161 P_{\text{комп}^5_{\text{м}}}.$$

Данная регрессионная модель учитывает  $P_{\text{комп}}$  при сочетаниях  $m=4, 5, 6$ , что позволяет прогнозировать прирост дебита нефти со средним отклонением от фактических значений 1,9 т/сут.

Для подтверждения и получения результата с наименьшей ошибкой рекомендуется выполнить расчет по следующей формуле, которая совместно учитывает геолого-технологические и технические показатели:

$$Q_{\text{н}}^{\text{м-уэвГТ-Т}} = 0,786 - 1,0433 Q_{\text{н}}^{\text{м-уэвГТ}} + 1,5429 Q_{\text{н}}^{\text{м-уэвТ}} + 0,277 (Q_{\text{н}}^{\text{м-уэвГТ}})^2 - 0,3261 Q_{\text{н}}^{\text{м-уэвГТ}} Q_{\text{н}}^{\text{м-уэвТ}} + 0,1039 (Q_{\text{н}}^{\text{м-уэвТ}})^2.$$

Данное уравнение позволяет прогнозировать прирост дебита нефти со средним отклонением от фактических значений 1,7 т/сут.

В работе прогнозирование прироста дебита нефти и сравнение с методом УКП будет осуществляться с использованием модели учитывающей как геолого-технологические, так и технические показатели.

#### Результаты прогнозирования прироста дебита нефти

Результаты расчетов по выше рассмотренным методам представлены в табл. 5.

По данным, приведенным в табл. 5, построены корреляционные поля для двух анализируемых методик.

На рис. 2, а показано, что значения прироста дебита нефти рассчитанного ВСМ достаточно хорошо коррелируется с фактическими приростами дебитов, значение коэффициента корреляции  $r=0,85$ , при достигаемом уровне значимости  $p<0,0000$ . Для модели УКП (рис. 2, б) значения приростов дебитов нефти практически не коррелируются между собой,  $r=0,15$ , при достигаемом уровне значимости  $p<0,434$ .

Таблица 5. Сравнение результатов прогнозирования с фактическими значениями

Table 5. Comparison of forecasting results with the actual values

№ скв. Well no.	Прирост дебита нефти, т/сут Increase of oil production rate, ton/day		
	Фактический Actual	Рассчитанный через удельный коэффициент продуктивности Calculated by the coefficient well productivity	Рассчитанный вероятностно-статистическим методом Calculated by the probability-statistical method
1	4,7	7,0	6,5
2	5,1	1,4	6,1
3	5,2	9,7	7,9
4	5,3	8,7	6,8
5	5,7	22,1	7,7
6	5,7	14,5	7,5
7	5,8	6,1	6,9
8	5,8	9,0	6,9
9	6,6	0,3	8,8
10	6,8	10,6	7,8
11	6,9	12,7	7,8
12	7,1	2,1	9,8
13	7,2	3,8	7,8
14	7,5	8,5	10,4
15	7,6	9,4	8,4
16	7,7	0,3	9,8
17	7,9	16,7	10,3
18	8,2	10,2	9,8
19	8,2	7,5	10,3
20	8,4	14,0	10,0
21	8,6	20,9	9,8
22	8,6	10,9	11,7
23	8,9	16,7	10,8
24	9,1	13,9	10,2
25	9,2	12,2	10,3
26	9,8	4,3	8,8
27	10,4	14,2	10,5
28	11,1	0,8	9,3
29	15,1	13,7	14,3

#### Выводы

Основные преимущества предлагаемого метода заключаются в том, что разработанный метод позволяет выполнять сравнение показателей, имеющих разные единицы измерения, использовать для прогноза неограниченное количество информативных показателей, в отличие от метода расчета удельной продуктивности, где учитывается их ограниченное число. Кроме этого, последовательное построение отдельных моделей прогноза эффективности ГРП по совокупности геолого-технологических показателей позволяет осуществлять выбор наиболее перспективных скважин для проведения ГРП, по оптимальной совокупности технических условий проведения ГРП в этих скважинах можно получить наиболее высокую его эффективность.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ashena R., Moghadasi J. Bottom hole pressure estimation using evolved neural networks by real coded ant colony optimization and genetic algorithm // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2011. – V. 77 (3–4). – P. 375–385.
2. Jeirani Z., Mohebbi A. Estimating the initial pressure, permeability and skin factor of oil reservoir using artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering* // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2006. – V. 50 (1). – P. 11–20.
3. Anifowose F., Abdulraheem A. Fuzzy logic-driven and SVM-driven hybrid computational intelligence models applied to oil and gas reservoir characterization // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2011. – V. 3 (3). – P. 505–517.
4. Oberwinkler C., Economides M. The definitive identification of candidate wells for refracturing // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Denver, Colorado, 2003. – SPE 84211.
5. Classification and Regression Trees / L. Breiman, J. Friedman, C.J. Stone, R.A. Olshen. – New York: Chapman and Hall/CRC, 1984. P. 368.
6. Breiman L. Random Forests // *Machine Learning*. – 2001. – V. 45 (1). – P. 5–32.
7. Shapire R.E., Freund Y. Boosting // *Foundations and algorithms*. – Cambridge: The MIT Press, 2012. – P. 544.
8. Анализ фонда горизонтальных скважин с многозонным Гидро-разрывом пласта методами Datamining / В.В. Рожкова, Р.Т. Алимханов, Р.М. Сабитов, А.В. Бухаров, М.О. Воловик // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2018. – № 9. – С. 84–89.
9. Алимханов Р., Самойлова И. Применение инструментов Datamining для анализа и прогноза успешности ГРП на примере объекта БВ8 Повховского месторождения // *Конференция SPE по разведке и добыче*. – М., Россия, 14–16 октября, 2014. – SPE-171332-RU.
10. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое дело*. – 2012. – № 5. – С. 16–25.
11. Галкин В.И., Соснин Н.Е. Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазоносности сложнопостроенных структур в девонских терригенных отложениях // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 4. – С. 28–31.
12. Андрейко С.С. Разработка математической модели метода прогнозирования газодинамических явлений по геологическим данным для условий Верхнекамского месторождения калийных солей // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое дело*. – 2016. – № 21. – С. 345–353.
13. Practical Application of a Probabilistic Approach to Estimate Reserves Using Production Decline Data / Y. Cheng, Y. Wang, D. McVay, W.J. Lee // *SPE Economics and Management*. – 2010. – V. 2 (1). – P. 1047–1057. DOI: 10.2118/95974-pa.
14. Clark A.J., Lake L.W., Patzek T.W. Production Forecasting with Logistic Growth Models // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Denver, Colorado, USA, 2011. – SPE 144790-ms. DOI: 10.2118/144790-ms.
15. Gong X., Gonzalez R., McVay D. Bayesian Probabilistic Decline Curve Analysis Quantifies Shale Gas Reserves Uncertainty // *Canadian Unconventional Resources Conference*. – Alberta, Canada, 2011. SPE 147588. DOI: 10.2118/147588-ms
16. Mattar L. Production Analysis and Forecasting of Shale Gas Reservoirs: Case History-Based Approach // *SPE Shale Gas Production Conference*. – Fort Worth, Texas, USA, 2008. – SPE 119897-ms. DOI: 10.2118/119897-ms.
17. McVay D.A., Dossary M.N. The Value of Assessing Uncertainty // *SPE Journal*. – 2014. – V. 6 (2). – P. 100–110. DOI: 10.2118/160189-pa.
18. Xin Ma, Zhibin Liu. Predicting the oil field production using the novel discrete GM (1, N) model // *The Journal of Grey System*. – 2015. – № 4. – P. 63–73.
19. Галкин В.И., Казанцев А.С., Колтырин А.Н. Вероятностно-статистическая оценка использования различных показателей для определения эффективности применения пропантного ГРП (на примере терригенного объекта Тл-Б6 и карбонатного объекта ВЗВ4) // *Нефтепромысловое дело*. – 2018. – № 2. – С. 26–32.
20. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Колтырин А.Н. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки эффективности применения пропантного гидравлического разрыва пласта (на примере объекта Тл-Б6 Батырбайского месторождения) // *Вестник Пермского Национального Исследовательского Политехнического Университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2018. – № 1. – С. 37–45.

Поступила 18.12.2018.

## Информация об авторах

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

**Колтырин А.Н.**, инженер I категории отдела проектирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИ-нефть» в г. Перми.

UDC 622.276.66.013

## RESEARCH AND ANALYSIS OF METHODS FOR DETERMINING THE EFFICIENCY OF APPLICATION OF THE PROPPANT HYDRAULIC FRACTURING

Vladislav I. Galkin<sup>1</sup>,

Vgalkin@pstu.ru

Artur N. Koltyrin<sup>2</sup>,

Artur.Koltyrin@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614066, Russia.

<sup>2</sup> LUKOIL-PERM LLC of PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm,  
29, Sovetskoy Armii street, Perm, 614066, Russia.

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

**The aim** of the research is to forecast the magnitude of the increase in oil production rate using the probabilistic-statistical approach and the method for computation by specific productivity index, compare the results obtained with the real data.

**Objects:** the effectiveness of the proppant hydraulic fracturing at the carbonate V3V4 reservoir of the Batyrbayskoe field.

**Research methods:** probability theory and mathematical statistics.

**Results.** Use of the probabilistic and statistical analysis allowed constructing multidimensional mathematical models for assessment of hydraulic fracturing efficiency. These models predicted the efficiency of hydraulic fracturing. The main advantage of a probabilistic and statistical method is: all parameters used for the forecast with various dimensions are transferred to dimensionless sizes that simplifies comparative analysis. Comparison of the received efficiency of hydraulic fracturing with a standard method of calculation of liquid output through specific coefficient of efficiency is executed. The carried out analysis showed that the developed probabilistic and statistical method of the forecast provides more exact convergence with actual data, unlike the results received by the method of efficiency specific coefficient. The obtained values of coefficients of pair correlation for the probabilistic and statistical method is 0,85, while the ones obtained by the specific efficiency method is 0,15. At the statistical level higher efficiency of the probabilistic and statistical method is confirmed.

### Key words:

Hydraulic fracturing, carbonate reservoir, forecast of oil production increase, probability, statistical computation, specific productivity index, test selection of wells.

### REFERENCES

1. Ashena R., Moghadasi J. Bottom hole pressure estimation using evolved neural networks by real coded ant colony optimization and genetic algorithm. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, vol. 77 (3–4), pp. 375–385.
2. Jeirani Z., Mohebbi A. Estimating the initial pressure, permeability and skin factor of oil reservoir using artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, vol. 50 (1), pp. 11–20.
3. Anifowose F., Abdulraheem A. Fuzzy logic-driven and SVM-driven hybrid computational intelligence models applied to oil and gas reservoir characterization. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2011, vol. 3 (3), pp. 505–517.
4. Oberwinkler C., Economides M. The definitive identification of candidate wells for refracturing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, 2003. SPE 84211.
5. Breiman L., Friedman J., Stone C.J., Olshen R.A. *Classification and Regression Trees*. New York, Chapman and Hall/CRC, 1984. 368 p.
6. Breiman L. Random Forests. *Machine Learning*, 2001, vol. 45 (1), pp. 5–32.
7. Shapire R.E., Freund Y. *Boosting. Foundations and algorithms*. Cambridge, The MIT Press, 2012. pp. 544.
8. Rozhkova V.V., Alimkhanov R.T., Sabitov R.M., Bukharov A.V., Volovik M.O. Analysis of horizontal wells fund with a multi-zone hydraulic fracturing of a formation by data mining methods. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2018, no. 9, pp. 84–89. In Rus.
9. Alimkhanov R.T., Samoylova I. Use of the Data mining tools for the analysis and the forecast of success of hydraulic fracturing on the example of an object BV8 of the Povkhovsky field. *SPE conference on exploration and production*. Moscow, Russia, 14–16 October, 2014. SPE-171332-RU. In Rus.
10. Sosnin N.E. Development of statistical models for predicting oil-and-gas content (on the example pf terrigenous devonian sediments of North Tatar arch). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2012, no. 5, pp. 16–25. In Rus.
11. Galkin V.I., Sosnin N.E. Geological development of mathematical models for the prediction of oil and gas complex-built structures in the Devonian clastic sediments. *Oil industry*, 2013, no. 4, pp. 28–31. In Rus.
12. Andreiko S.S. Development of mathematical model of gas-dynamic phenomena forecasting method according to geological data in conditions of Verkhnekamskoie potash salt deposit. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, no. 21, pp. 345–353. In Rus. DOI: 10.15593/224–9923/2016.21.6.
13. Cheng Y., Wang Y., McVay D., Lee W.J. Practical Application of a Probabilistic Approach to Estimate Reserves Using Production Decline Data. *SPE Economics and Management*, 2010, vol. 2 (1), P. 1047–1057. DOI: 10.2118/95974-pa.
14. Clark A.J., Lake L.W., Patzek T.W. Production Forecasting with Logistic Growth Models. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, 2011. SPE 144790-ms. DOI: 10.2118/144790-ms.
15. Gong X., Gonzalez R., McVay D. Bayesian Probabilistic Decline Curve Analysis Quantifies Shale Gas Reserves Uncertainty. *Can-*

- adian Unconventional Resources Conference. Alberta, Canada, 2011. SPE 147588, DOI: 10.2118/147588-ms
16. Mattar L. Production Analysis and Forecasting of Shale Gas Reservoirs: Case History-Based Approach. *SPE Shale Gas Production Conference*. Fort Worth, Texas, USA, 2008. SPE 119897-ms. DOI: 10.2118/119897-ms.
  17. McVay D.A., Dossary M.N. The Value of Assessing Uncertainty. *SPE Journal*, 2014, vol. 6 (2), pp. 100–110. DOI: 10.2118/160189-pa.
  18. Xin Ma, Zhibin Liu. Predicting the oil field production using the novel discrete GM (1, N) model. *The Journal of Grey System*, 2015, no. 4, pp. 63–73.
  19. Galkin V.I., Kazantsev A.S., Koltyrin A.N. Probability-statistical estimation of the use of different indicators for the determination of the efficiency of application of the proppant fuel assembly (on the example of terrigenous object of Tl-Bb and carbonate object V3V4). *Oilfield Engineering*, 2018, no. 2, pp. 26–32. In Rus.
  20. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Koltyrin A.N. Development of probabilistic and statistical models for evaluation of the effectiveness of proppant hydraulic fracturing (on example of the Tl-Bb reservoir of the Batyrbayskoe field). *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas engineering & Mining*, 2018, no. 1, pp. 37–45. In Rus.

Received: 18 December 2018.

#### Information about the authors

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

**Artur N. Koltyrin**, 1<sup>st</sup> category engineer, Department of Enhanced Oil Recovery Methods Design and Monitoring of the fields of LUKOIL-PERM LLC of PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm.

УДК 622.276

## ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕОРГАНИЧЕСКОГО АГЕНТА УПРАВЛЕНИЯ ПРОФИЛЕМ НА ОСНОВЕ СИЛИКАТА НАТРИЯ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ

Нажису<sup>1</sup>,  
Narisu33@126.com

Ерофеев Владимир Иванович<sup>1</sup>,  
erofeevvi@mail.ru

Лу Сянго<sup>2</sup>,  
877459272@qq.com

Тянь Чжунъюань<sup>2</sup>,  
jinjigema@126.com

Чжан Лидонг<sup>3</sup>,  
1052287742@qq.com

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup> Институт нефтегазового дела Северо-Восточного нефтяного университета,  
Китай, 163000, г. Дацин, ул. Развития, 199.

<sup>3</sup> Научно-исследовательский инженерно-технологический институт нефтяного месторождения Туха,  
Китай, 838202, г. Шаньшань, ул. Освобождения, 67.

**Актуальность.** В настоящее время нефтяное месторождение Туха является месторождением со средней, низкой проницаемостью и с высокоминерализованной пластовой водой. Обводненность основного продуктивного пласта на участке «У» месторождения Туха составляет более 93 %, поэтому необходимо применять эффективные технологии для повышения коэффициента извлечения нефти. Существующие полимеры, в том числе и солеустойчивые, не могут хорошо растворяться и распределяться в пластовой воде, обладают слабой способностью удерживания в пласте, управления потоком, поэтому трудно быстро достичь хорошего экономического эффекта от их внедрения. В связи с этим актуальной задачей является разработка метода управления профилем для эффективного вытеснения нефти из коллекторов с высокой минерализацией.

**Цель:** исследование эффективности вытеснения нефти и оптимизация параметров неорганического агента управления профилем на основе силиката натрия для повышения нефтеотдачи пластов.

**Методы.** Определение вязкости исследуемых образцов проводили на вискозиметре Брукфилда DV-II, эксперименты исследования влияния размера оторочек главного агента, количества циклов альтернативного заводнения, скорости закачки главного агента и закачки поверхностно-активного вещества на эффективность вытеснения нефти были проведены на фильтрационной установке.

**Результаты.** Для повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Туха на основе геологических характеристик пласта и флюидных свойств участка «У» были проведены исследования по оптимизации параметров и увеличению эффективности вытеснения нефти неорганическим агентом на основе силиката натрия для управления профилями. Результаты показали, когда размер оторочек основного агента изменяется от 0,06 до 0,08  $V_{\text{звч}}/V_{\text{пор}}$  и количество циклов альтернативного заводнения составляет 5–6, степень использования слоев со средней и низкой проницаемостью более высокая, обводненность значительно уменьшается и коэффициент извлечения нефти значительно увеличивается. По сравнению с одиночным силикатным заводнением сочетание силиката натрия и поверхностного активного вещества может повысить объем охвата и коэффициент извлечения нефти.

### Ключевые слова:

Коллектор с высокой минерализацией, силикат натрия, оптимизация, коэффициент увеличения нефтеотдачи, альтернативное заводнение.

### Введение

В связи с длительной эксплуатацией нефтяных месторождений и их переходом в среднюю и позднюю стадию разработки для их более эффективной эксплуатации необходимы новые технологии для разработки глубокозалегающих месторождений с высокой минерализацией пластовых вод и высокой вязкостью нефти [1–4]. В настоящее время в связи с низкой солеустойчивостью полимеров

большинство используемых полимеров и полимерных гелей подходят только для коллекторов, у которых степень минерализации воды ниже  $8 \cdot 10^4$  мг/л [5–8]. Создание и разработка солеустойчивых композиций для управления профилями имеет большое значение для уменьшения степени обводненности и увеличения нефтеотдачи в данном типе коллектора. В связи с низкой себестоимостью, высокой степенью блокировки, хорошей со-

леустойчивостью и длительным периодом действия осадкообразующий неорганический агент управления профилями на основе силиката натрия постепенно стал наиболее подходящей композицией управления профилями для высокотемпературных и высоко минерализованных коллекторов [9–14]. Осадкообразующая композиция получается на основе силиката натрия через альтернативное заводнение основного агента, пластовой воды и разделительной жидкости в пласт для управления профилями. Между основным агентом (силикатом натрия) и катионами высоко минерализованной пластовой воды протекают химические реакции с образованием неорганического геля и осадка, которые осаждаются в поровом канале пласта, в результате чего уменьшается поперечное сечение пор, увеличивается фильтрационное сопротивление и последующий поток жидкости направляется в слой со средней и низкой проницаемостью, за счет этого увеличиваются коэффициент охвата пласта и нефтеотдача пласта [15–19]. Нефтяное месторождение Туха является месторождением со средней и низкой проницаемостью пластов и с высокоминерализованной пластовой водой. В настоящее время обводненность основного продуктивного пласта на участке «У» месторождения Туха составляет более 93 %, а степень извлечения нефти менее 20 %. Общая минерализация пластовой воды изменяется от 115,5 до 191,8 г/л и концентрации  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  превышают 7 г/л. Существующие полимеры и солеустойчивые полимеры не могут хорошо раствориться и равномерно распределиться в пластовой воде, обладают слабой способностью удерживания в пласте и управления потоком, поэтому очень трудно получить хороший экономический эффект. В данной работе на основе геологических характеристик пласта и флюидных свойств участка «У» месторождения Туха была исследована эффективность вытеснения нефти и определены оптимальные параметры осадкообразующего неорганического агента на основе силиката натрия для управления профилями.

#### Экспериментальная часть

**Материалы для эксперимента.** Силикат натрия  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  (марки «ч») производства фирмы «Sinopharm Chemical Reagent Co., Ltd.», коммерчески доступен. Поверхностно-активное вещество (ПАВ) представляет собой неионогенное ПАВ – DWS производства фирмы «Dalian Davis Technology Co., Ltd.», эффективное содержание ПАВ в растворе 50 %. Технологическая вода для проведения опытов является нагнетательной пластовой водой участка «У» нефтяного месторождения Туха, массовые концентрации ионов ( $\text{K}^+\text{Na}^+$ ),  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$  и  $\text{HCO}_3^-$  составляют 51,433; 6,915; 0,393; 92,524; 0,129 и 0,059 г/л соответственно. Общая степень минерализации составляет 151,453 г/л. В связи с тем, что в нагнетательной воде содержится большое количество ионов кальция и магния, чтобы уменьшить избыточное содер-

жание ионов кальция и магния в пластовой воде, определенное расчетное количество  $\text{NaOH}$  и  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  добавляли к нагнетательной воде, образующийся осадок  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{Mg}(\text{OH})_2$  после фильтрования удаляли и таким способом получали частично «смягченную» воду. Нефть, использованная в экспериментах, представляет собой нефть из участка «У» месторождении Туха, вязкость составляет 6 мПа·с при 55 °С.

**Керны.** В эксперименте использованы искусственные керны, которые были изготовлены из кварцевых песков, цементированных эпоксидной смолой [20, 21]. Проницаемость искусственных кернов измерялась по пропусканию газа. Керны с различной проницаемостью изготовлены путем использования смесей кварцевого песка с различным размером зерна и содержанием эпоксидной смолы. Геометрический размер керна: высота, ширина и длина составляют 4,5; 4,5 и 30 см соответственно. В экспериментах было исследовано влияние размера оторочек основного агента, количества циклов альтернативного заводнения и ПАВ на увеличение добычи и уменьшение обводненности из неоднородных кернов. Структура неоднородного керна представлена на рис. 1. КERN состоит из трех слоев: с высокой, средней и низкой проницаемостью. Проницаемость слоев составляла  $800 \cdot 10^{-3}$ ,  $200 \cdot 10^{-3}$  и  $50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответственно. В экспериментах по исследованию влияния скорости заводнения основного агента на увеличение добычи и уменьшение обводненности использованы однородные керны с разной проницаемостью.

**Аппаратура.** Вязкость исследуемых образцов была определена с использованием вискозиметра Брукфилда DV-II. Эксперименты исследования влияния размера оторочек главного агента, количества циклов альтернативного заводнения и ПАВ на эффективность вытеснения нефти были проведены на фильтрационной установке, которая представлена на рис. 2, а. Эксперименты исследования влияния скорости закачки главного агента на эффективность вытеснения нефти были проведены на фильтрационной установке, которая представлена на рис. 2, б. Экспериментальная установка состояла из насоса, датчика давления, промежуточного контейнера и других деталей. За исключением насоса, остальные детали были помещены в термостат с температурой 55 °С. Оборудование для подготовки растворов включало магнитную мешалку HJ-6, электронные весы, стакан, пробирку, измерительный цилиндр, воронку и термостат HW-IIIА.

**План эксперимента.** (1) При пластовой температуре закачивают нефть в керна и определяют нефтенасыщенность керна.

(2) Закачивают в керна воду до обводненности 98 % и определяют коэффициент извлечения нефти (КИН) в процессе заводнения.

(3) Альтернативное заводнение основного агента, разделительной жидкости и нагнетательной воды по плану эксперимента (табл. 1). Основным агентом – раствором силиката натрия; разделительная

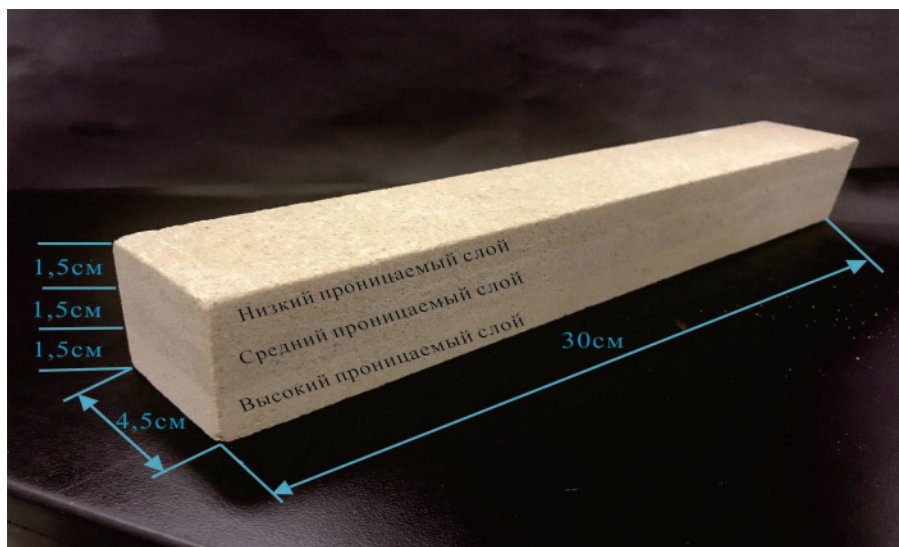


Рис. 1. Структура искусственного керна

Fig. 1. Structure of the artificial core

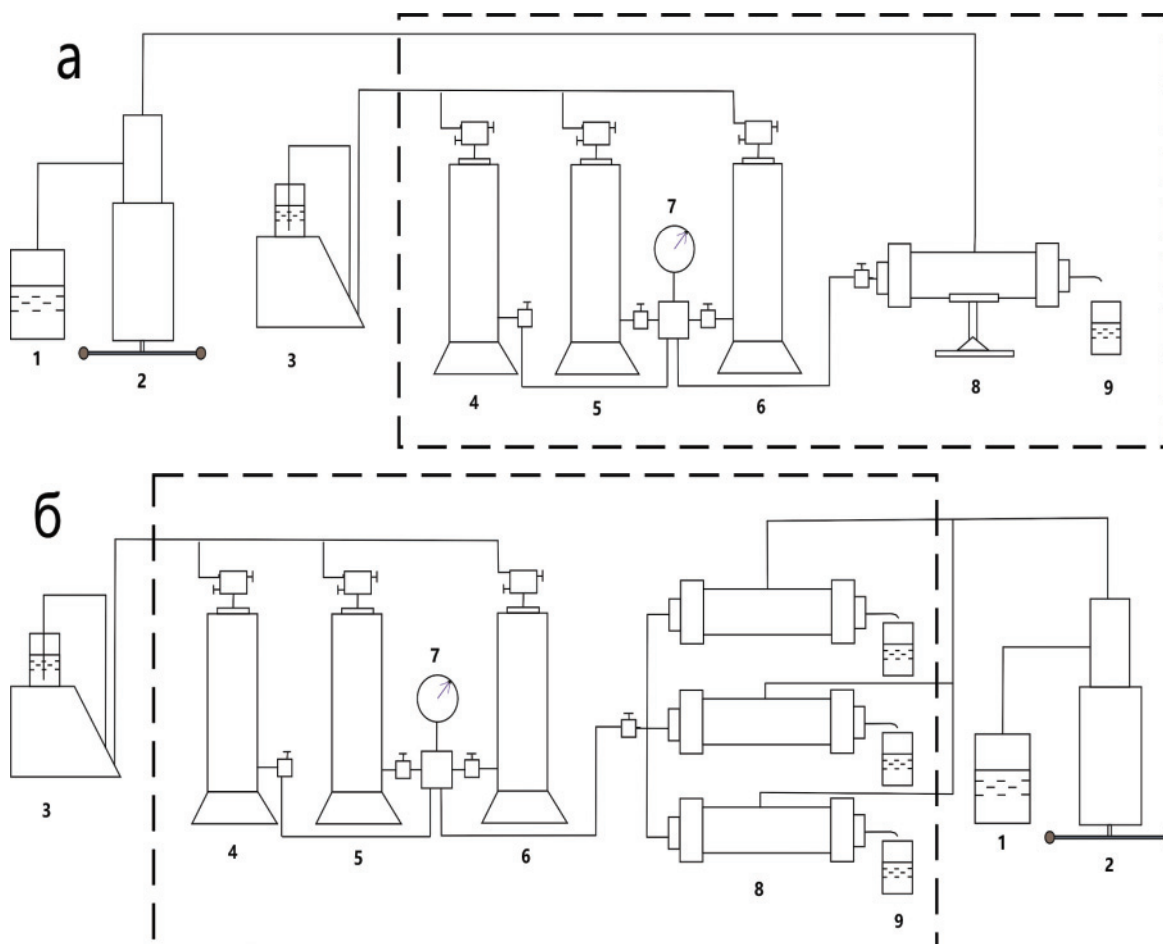


Рис. 2. Принципиальная схема эксперимента: 1 – мерный стакан, 2 – ручной насос, 3 – поршневой насос, 4 – контейнер с нагнетательной водой, 5 – контейнер с главным агентом, 6 – контейнер с разделительной жидкостью, 7 – датчик, 8 – кернадержатель, 9 – мерник

Fig. 2. Schematic diagram of the experiment: 1 is the beaker; 2 is the manual pump; 3 is the plunger pump; 4 is the container with water; 5 is the container with main agent; 6 is the container with separation liquid; 7 is plunger sensor; 8 is the core holder; 9 is the collector

жидкость – смягченная вода. Объем закачки основного агента и нагнетательной воды одинаковый.

(4) Последующее заводнение до обводненности 98 % и определение окончательного КИН.

Таблица 1. План экспериментов

Table 1. Experimental plan

Номер экспериментов Experiment number	Размер оторочки основного агента ( $V_{\text{защ}}/V_{\text{пор}}$ ) Main agent slug size ( $V_{\text{inj}}/V_{\text{pore}}$ )	Размер оторочки раздельной жидкости ( $V_{\text{защ}}/V_{\text{пор}}$ ) Separation liquid slug size ( $V_{\text{inj}}/V_{\text{pore}}$ )	Концентрация основного агента (моль/л) Main agent concentration (mol/L)	Цикл заводнения Injection cycle	Скорость заводнения (мл/мин) Injection speed (ml/min)
Влияние размера оторочек основного агента Influence of the slug size of the main agent					
1-1	0,04	0,01	0,03	6	0,03
1-2	0,06	0,015	0,03	6	0,03
1-3	0,08	0,02	0,03	6	0,03
1-4	0,1	0,025	0,03	6	0,03
Влияние количества циклов заводнения основного агента Influence of the number of injection cycle of the main agent					
2-1	0,06	0,02	0,03	4	0,03
2-2	0,06	0,02	0,03	5	0,03
2-3	0,06	0,02	0,03	6	0,03
2-4	0,06	0,02	0,03	7	0,03
2-5	0,06	0,02	0,03	8	0,03
Влияние ПАВ/Influence of surfactant					
3-1	0,06	0,02	0,03	6	0,03
3-2	0,06+0,05 ПАВ	0,02	0,03	6	0,03
Влияние скорости заводнения основного агента Influence of injection speed of the main agent					
4-1	0,06	0,02	0,03	6	0,09
4-2	0,06	0,02	0,045	6	0,06
4-3	0,06	0,02	0,09	6	0,03

Таблица 2. Результаты влияния размера оторочек основного агента на увеличение добычи и уменьшение обводненности

Table 2. Results the influence of the slug size of the main agent on increase in production and water cut reduce

Номер экспериментов Experiment number	Параметры Parameters	Размер оторочек главного агента ( $V_{\text{защ}}/V_{\text{пор}}$ ) Main agent slug size ( $V_{\text{inj}}/V_{\text{pore}}$ )	Нефтенасыщенность Oil saturation (%)	КИН (%) Oil recovery ratio (%)		
				Заводнение Waterflooding	Последующее заводнение Subsequent waterflooding	Прирост КИН Increase of oil recovery ratio
1-1		0,04	66,96	38,57	45,86	7,29
1-2		0,06	66,67	39,42	50,47	11,05
1-3		0,08	65,58	39,13	49,87	10,73
1-4		0,1	65,80	38,62	48,20	9,58

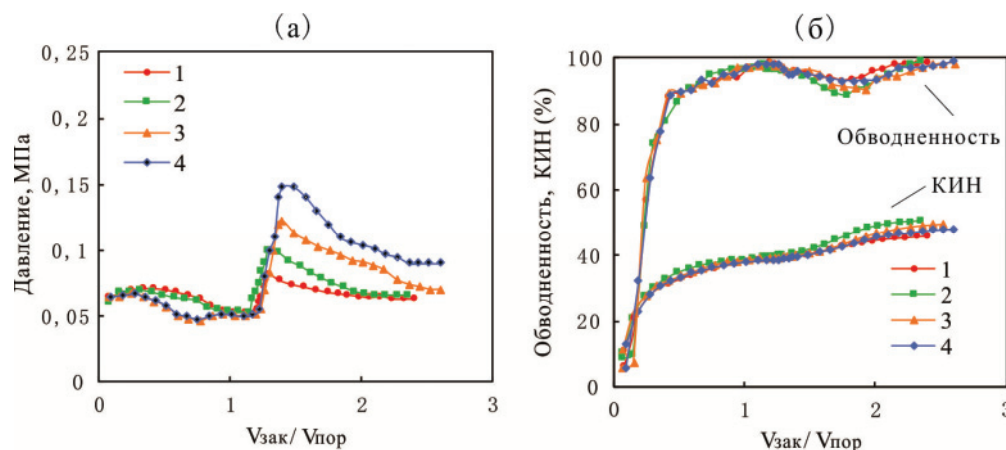


Рис. 3. Зависимость давления (а) и обводненность, КИН (б) от соотношения  $V_{\text{защ}}/V_{\text{пор}}$ : 1 – 0,04; 2 – 0,06; 3 – 0,08; 4 – 0,1

Fig. 3. Dependence of pressure (a) and water cut, oil recovery factor (б) on  $V_{\text{inj}}/V_{\text{pore}}$  ratio: 1 – 0,04; 2 – 0,06; 3 – 0,08; 4 – 0,1

## Результаты и их обсуждение

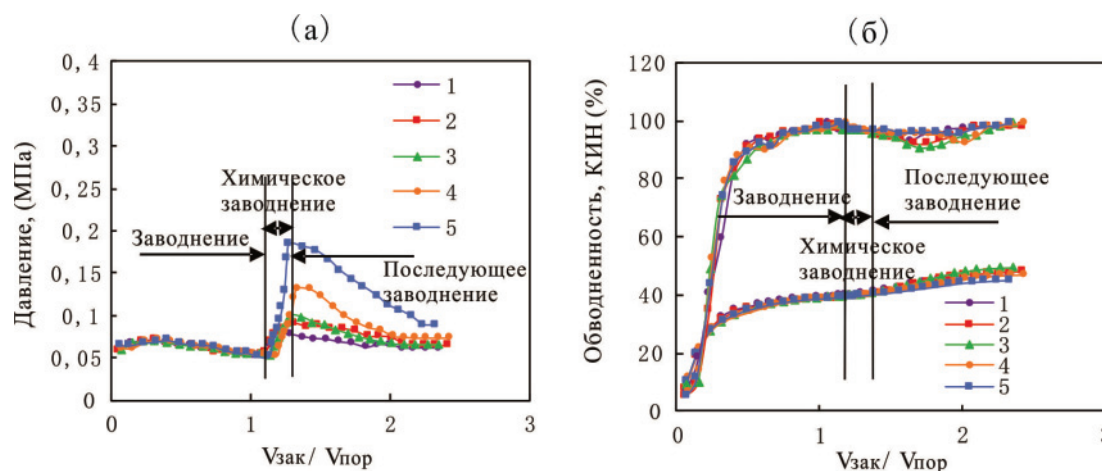
Исследования влияния размера оторочек основного агента на увеличение добычи и уменьшение обводненности проведены по плану эксперимента (табл. 1), результаты представлены в табл. 2. Соотношения между давлением закачки, обводненностью, КИН и  $V_{\text{защ}}/V_{\text{пор}}$  во время экспериментов показаны на рис. 3. ( $V_{\text{защ}}$  – объем закачки жидкости в керн,  $V_{\text{пор}}$  – объем пор керна.)

Из табл. 2 видно, что с увеличением размера оторочек основного агента коэффициент извлечения нефти сначала увеличивается, а затем уменьшается. Когда размер оторочек основного агента изменяется от 0,06 до 0,08  $V_{\text{защ}}/V_{\text{пор}}$ , образованный осадок в результате реакции не только эффективно блокирует слой с высокой проницаемостью, но также имеет низкую степень неблагоприятного воздействия на слой со средней и низкой проницаемостью и за счет этого увеличивается коэффициент охвата пласта и КИН.

Из рис. 3 видно, что по мере того, как увеличивается размер оторочек основного агента, давление закачки повышается, это указывает на то, что перепад давления и величина абсорбции жидкости в слоях со средней и низкой проницаемостью увеличиваются. Однако это приводит к увеличению начального давления и уменьшению перепада давления в средне-низкопроницаемых слоях, вызванного абсорбцией основного агента и образованием осадков в средне- и низкопроницаемых слоях. Когда размер оторочек основного агента достигает 0,1  $V_{\text{защ}}/V_{\text{пор}}$ , уменьшается перепад давления абсорбции жидкости, вызванный образованием осад-

**Таблица 3.** Результаты влияния количества циклов заводнения основного агента на увеличение добычи и уменьшение обводненности  
**Table 3.** Results of the influence of the number of injection cycle of the main agent on increase in production and water cut reduce

Номер экспериментов Experiment number	Параметры Parameters	Цикл заводнения Injection cycle	Нефтенасыщенность Oil saturation (%)	КИН (%) / Oil recovery ratio (%)		
				Заводнение Waterflooding	Последующее заводнение Subsequent waterflooding	Прирост КИН Increase of oil recovery ratio
2-1		4	65,52	39,34	46,89	7,55
2-2		5	65,37	38,74	47,95	9,21
2-3		6	66,67	39,42	50,47	11,05
2-4		7	65,24	39,21	46,94	7,74
2-5		8	65,41	39,06	45,16	6,09



**Рис. 4.** Зависимости давления (а) и обводненности, КИН (б) от соотношения  $V_{зак}/V_{пор}$ . Количество циклов заводнения: 1 – четыре, 2 – пять, 3 – шесть, 4 – семь, 5 – восемь

**Fig. 4.** Dependence of pressure (a) and water cut, oil recovery factor (b) on the ratio  $V_{inj}/V_{pore}$ . Number of injection cycles: 1 – four, 2 – five, 3 – six, 4 – seven, 5 – eight

ков в средне- и низкопроницаемых слоях, и коэффициент охвата пласта и КИН увеличиваются. Когда размер оторочек основного агента изменяется от 0,06 до 0,08  $V_{зак}/V_{пор}$ , средне- и низкопроницаемые слои пласта имеют более высокую степень использования, обводненность значительно уменьшается и КИН увеличивается.

Исследования влияния количества циклов заводнения основного агента на увеличение добычи и уменьшение обводненности проведены по плану эксперимента (табл. 1), результаты представлены в табл. 3. Соотношение между давлением закачки, обводненностью, КИН и  $V_{зак}/V_{пор}$  во время экспериментов показаны на рис. 4.

Из табл. 3 видно, что с увеличением количества циклов альтернативного заводнения КИН сначала увеличивается, а затем уменьшается. Когда цикл альтернативного заводнения равен шести, образованный в результате реакции осадок не только эффективно блокирует слой с высокой проницаемостью, но также имеет низкую степень неблагоприятного воздействия на слой со средней и низкой проницаемостью и коэффициент охвата пласта и КИН повышаются. На рис. 4 видно, что с увеличением цикла альтернативного заводнения давление закачки постепенно повышается. С одной стороны, повышение давления закачки увеличивает перепад давления абсорбции жидкости в слоях со сред-

ней и низкой проницаемостью, а с другой стороны приводит к увеличению начального давления и уменьшению перепада давления абсорбции жидкости, в связи с абсорбцией главного агента и образованием осадков в слоях со средней и низкой проницаемостью. Когда цикл альтернативного заводнения превышает 6, давление закачки увеличивается в связи с абсорбцией главного агента и образованием осадков в слоях со средней и низкой проницаемостью, что приводит к значительному повышению начального давления и уменьшению перепада давления абсорбции жидкости и к уменьшению объема охвата пласта и КИН. Когда цикл альтернативного заводнения составляет 5–6, слои со средней и низкой проницаемостью имеют более высокую степень использования, обводненность значительно уменьшается и КИН увеличивается.

Влияние поверхностного активного вещества (ПАВ) на увеличение добычи и уменьшение обводненности проведены по плану эксперимента (табл. 1), результаты представлены в табл. 4. Концентрация ПАВ равна 0,3 %. Соотношения между давлением закачки, обводненностью, КИН и  $V_{зак}/V_{пор}$  показаны на рис. 5.

Из табл. 4 видно, что при одинаковых условиях применения основного агента КИН сочетания силиката и ПАВ больше, чем одиночного силиката. Это показывает, что сочетание силиката и ПАВ мо-

Таблица 4. Результаты влияния ПАВ на увеличение добычи и уменьшение обводненности

Table 4. Results of the influence of surfactant on increase in production and water cut reduce

Номер экспериментов Experiment number	Параметры Parameters	Вид вытесняющего агента Displacing agent type	Нефтенасыщенность Oil saturation (%)	КИН (%) / Oil recovery ratio (%)		
				Заводнение Waterflooding	Последующее заводнение Subsequent waterflooding	Прирост КИН Increase of oil recovery ratio
3-1		Главный агент	66,67	39,42	50,47	11,05
3-2		Главный агент + ПАВ	66,34	39,31	52,48	13,16

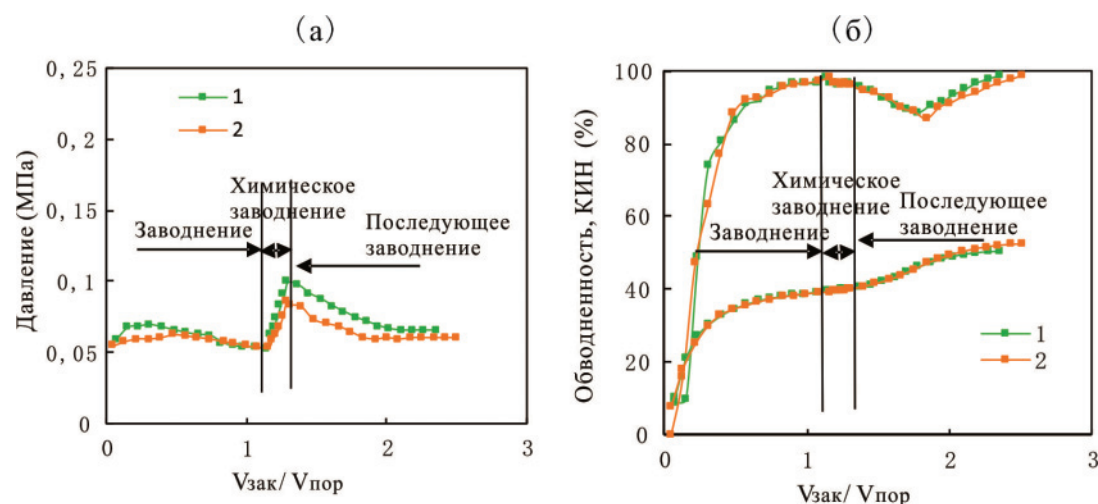


Рис. 5. Зависимости давления (а) и обводненности, КИН (б) от соотношения  $V_{\text{зак}}/V_{\text{пор}}$ . 1 – главный агент, 2 – главный агент + ПАВ

Fig. 5. Dependence of pressure (a) and water cut, oil recovery factor (b) on the ratio  $V_{\text{inj}}/V_{\text{pore}}$ . 1 is the main agent, 2 is the main agent + surfactant

Таблица 5. Результаты влияния скорости заводнения основного агента на увеличение добычи и уменьшение обводненности

Table 5. Results of the effect of the injection speed of the main agent on increase in production and decrease in water cut

Номер экспериментов Experiment number	Параметры Parameters	Скорость заводнения основного агента (мл/мин) Injection speed of the main agent (ml/min)	Нефтенасыщенность Oil saturation (%)	КИН (%) / Oil recovery ratio (%)		
				Заводнение Waterflooding	Последующее заводнение Subsequent waterflooding	Прирост КИН Increase of oil recovery ratio
4-1		0,09	64,05	38,64	47,47	8,83
4-2		0,06	63,81	39,23	48,79	9,54
4-3		0,03	64,61	39,31	49,87	10,56

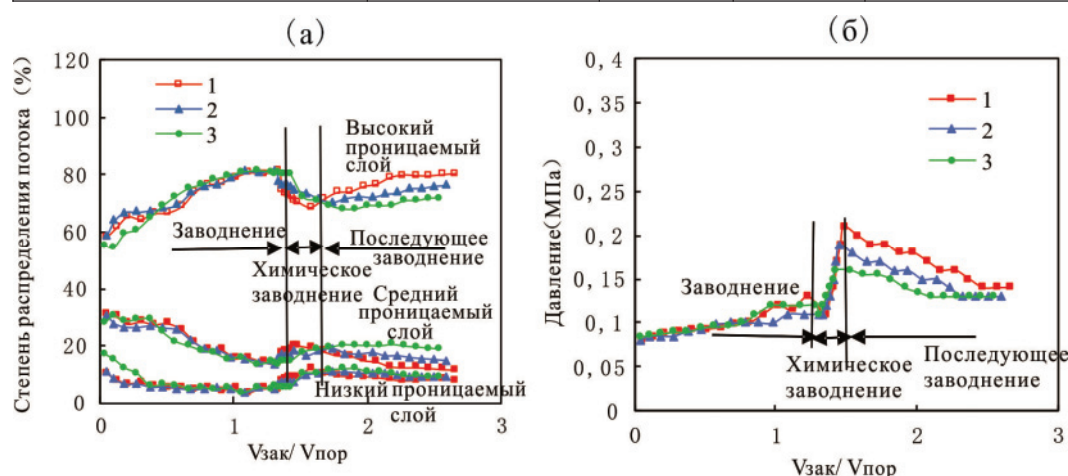


Рис. 6. Зависимость степени распределения потока (а) и давления (б) от  $V_{\text{зак}}/V_{\text{пор}}$ : 1 – 0,9 мл/мин, 2 – 0,6 мл/мин, 3 – 0,3 мл/мин

Fig. 6. Dependence of the degree of flow distribution (a) and pressure distribution (b) on  $V_{\text{inj}}/V_{\text{pore}}$ : 1 – 0,9 mL/min, 2 – 0,6 mL/min, 3 – 0,3 mL/min.

жет достигать цели расширения объема охвата и повышения эффективности вытеснения нефти и увеличивает КИН.

Из рис. 5 видно, что в процессе заводнения с увеличением  $V_{\text{зак}}/V_{\text{пор}}$  давление закачки уменьшается, обводненность и КИН увеличиваются. На стадии контроля профиля, по сравнению с одиночным силикатом натрия, давление закачки и тенденция изменения сочетания силиката и ПАВ практически не изменяется, это указывает на то, что перепад давления абсорбции и степень поглощения жидкости в слоях со средней и низкой проницаемостью не увеличиваются, в связи с тем, что раствор ПАВ улучшает эффективность вытеснения нефти и увеличивает КИН.

Исследования влияния скорости заводнения основного агента на увеличение добычи и уменьшение обводненности проведены по плану эксперимента (табл. 1), результаты представлены в табл. 5. Соотношение между давлением закачки, обводненностью, КИН и  $V_{\text{зак}}/V_{\text{пор}}$  показаны на рис. 6.

Из табл. 5 и рис. 6 видно, что при снижении скорости закачки основного агента прирост КИН увеличивается. Когда скорость закачки основного агента уменьшается, давление закачки снижается. Из-за высокого давления закачки в слои со средней и низкой проницаемостью и низкого давления закачки в слои с высокой проницаемостью снижение давления закачки позволяет большему количеству химических агентов проникать в слои с высокой проницаемостью, в слое с высокой проницаемостью образуется больше осадков и повышается прочность закупорки. С уменьшением поглощения основного агента в слоях средней и низкой проницаемости количество образующегося осадка уменьшается, поэтому влияние на способность поглощения жидкости слоев средней и низкой проницаемости мало. В процессе последующего заводнения

эффект управления потоком жидкости улучшается, объем охвата слоев со средней и низкой проницаемостью увеличивается и повышается КИН.

### Заключение

1. С увеличением размера оторочек основного агента и количества циклов альтернативного заводнения прирост давления закачки повышается, что увеличивает объем поглощения жидкости слоев средней и низкой проницаемости, а также приводит к образованию осадков в слоях средней и низкой проницаемости, к повышению пускового давления и уменьшению перепада давления поглощения жидкости в слоях со средней и низкой проницаемостью. Когда размер оторочек основного агента изменяется от 0,06 до 0,08  $V_{\text{зак}}/V_{\text{пор}}$  и цикл альтернативного заводнения составляет 5–6, степень использования слоев со средней и низкой проницаемостью является более высокой, обводненность пласта значительно уменьшается и КИН увеличивается.
2. По сравнению с одиночным силикатным заводнением сочетание одновременного введения силиката натрия и ПАВ приводит к значительному увеличению объема охвата, повышению эффективности вытеснения нефти и росту КИН.
3. Снижение скорости закачки основного агента приводит к уменьшению способности поглощения жидкости в слоях с низкой и средней проницаемостью, улучшению способности управления потоком и увеличению КИН.

*Работа выполнена при поддержке научно-исследовательского и технического проекта Китайской национальной нефтегазовой корпорации, «Исследование и применение ключевых технологий для разведки и разработки месторождений Синьцзян и Туха» (2017E-0407); Китайского национального фонда для обучения за рубежом.*

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sheng J.J., Leonhardt B., Nasser A. Status of polymer-flooding technology // Journal of Canadian petroleum technology. – 2015. – V. 54. – № 2. – P. 116–125.
2. Raffa P., Broekhuis A.A., Pocchioni F. Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: a review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 145. – № 9. – P. 723–733.
3. Исследование фильтрационных и реологических свойств полимерного геля для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И. Ерофеев, Ц. Лу, В. Ван // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 147–157.
4. Druetta P., Picchioni F. Polymer and nanoparticles flooding as a new method for Enhanced Oil Recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 177. – № 6. – P. 479–495.
5. Research progress of temperature resistant and salt-resistant polymers for oil-displacing agent / Y. Wang, N. Li, Z. Zhang, J. Zhou // Fine and Specially Chemicals. – 2010. – V. 18. – № 10. – P. 35–38.
6. Wang J., Dong M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – V. 67. – № 8. – P. 155–158.
7. Algharaib M., Alajmi A., Gharbi R. Improving polymer flood performance in high salinity reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 115. – № 3. – P. 17–23.
8. Matching between the diameter of the aggregates of hydrophobically associating polymers and reservoir pore-throat size during polymer flooding in an offshore oilfield / K. Xie, B. Cao, X. Lu, W. Jiang, Y. Zhang, Q. Li, K. Song, J. Liu, W. Wang, J. Lv, R. Na // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 177. – № 6. – P. 558–569.
9. Analysis of reservoir applicability of hydrophobically associating polymer / K. Xie, X. Lu, Q. Li, W. Jiang, Q. Yu // SPE Journal. – 2016. – V. 21. – № 1. – P. 1–9.
10. Research and advances of silicate plugging agent in domestic and overseas oilfields / J. Zhao, W. Xiang, J. Zhang, R. Xin, C. Dai // Oilfield Chemistry. – 2015. – V. 32. – № 1. – P. 146–150.
11. Влияние минерализации пластовых вод на физико-химические и фильтрационные характеристики полимерных растворов и гелей для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И. Ерофеев, С. Лу, Ц. Лу, В. Ван, Л. Чжан // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 136–145.
12. Experimental study on gelling property and plugging effect of inorganic gel system (OMGL) / L. Niu, X. Lu, C. Xiong, X. Tang,

- X. Wu, X. Jia., S. Zhang // Petroleum exploration and development. – 2013. – V. 40. – № 6. – P. 728–732.
13. Mechanism and gelling effects of linked polymer solution in the core / J. Liu, X. Lu, J. Liu, S. Hu, B. Xue // Petroleum exploration and development. – 2013. – V. 40. – № 4. – P. 474–480.
14. Dong M., Ma S., Liu Q. Enhanced heavy oil recovery through interfacial instability: a study of chemical flooding for brinnell heavy oil // Fuel. – 2009. – V. 88. – № 6. – P. 1049–1056.
15. Lieu T.P., Hatzignatiou D.G. Rheological evaluation of a sodium silicate gel system for water management in mature, naturally-fractured oilfields // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 138. – № 2. – P. 218–233.
16. Laboratory testing of environmentally friendly sodium silicate systems for water management through conformance control / D.G. Hatzignatiou, R. Askarinezhad, N.H. Giske, A. Stavland // SPE Production & Operations. – 2016. – V. 31. – № 4. – P. 337–350.
17. Дулягин В.Н., Стрижнев К.В. Разработка неорганического водонепроницаемого состава на основе силиката натрия для низкопроницаемых неоднородных коллекторов // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2014. – № 1. – С. 14–29. URL: <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2014-1-14-29> (дата обращения 15.12.2018).
18. Effect of profile-control oil-displacement agent on increasing oil recovery and its mechanism / W. Cao, K. Xie, X. Lu, Y. Liu, Y. Zhang // FUEL. – 2019. – V. 237. – № 1. – P. 1151–1160.
19. Jiang W., Zhang J., Tang X. Compatibility of clew dimension of flooding polymer and rock pore throat in bohail oilfield // Oilfield Chemistry. – 2012. – V. 29. – № 4. – P. 446–451.
20. Lu X., Gao Z., Yan W. Experimental study of factors influencing permeability of artificial core // Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing. – 1994. – V. 13. – № 4. – P. 53–55.
21. Analysis of dynamic imbibition effect of surfactant in micro cracks in reservoir with high temperature and low permeability / K. Xie, X. Lu, H. Pan, D. Han, G. Hu, J. Zhang, B. Zhang, B. Cao // SPE Production & Operations. – 2018. – V. 33. – № 3. – P. 596–606.

Поступила 17.12.2018 г.

#### Информация об авторах

**Нажису**, аспирант отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Ерофеев В.И.**, доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Лу Сянго**, доктор технических наук, профессор Института нефтегазового дела Северо-Восточного нефтяного университета.

**Тянь Чжунъюань**, магистр ключевой лаборатории Министерства образования по увеличению нефтеотдачи пластов Института нефтегазового дела Северо-Восточного нефтяного университета.

**Чжан Лидонг**, инженер Научно-исследовательского инженерно-технологического института нефтяного месторождения Тух.

UDC 622.276

## OPTIMIZATION OF PARAMETERS OF INORGANIC PROFILE CONTROL AGENT ON THE BASIS OF SODIUM SILICATE FOR EFFECTIVE OIL DISPLACEMENT FROM HIGH SALINITY RESERVOIR

Narisu<sup>1</sup>,

Narisu33@126.com

Vladimir I. Erofeev<sup>1</sup>,

erofeevvi@mail.ru

Lu Xiangguo<sup>2</sup>,

877459272@qq.com

Tian Zhongyuan<sup>2</sup>,

jinjigema@126.com

Zhang Lidong<sup>3</sup>,

1052287742@qq.com

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> Northeast Petroleum University,  
199, Razvitiya street, Daqing, 163000, China.

<sup>3</sup> Tuha Oilfield Engineering and Technology Research Institute,  
67, Osvobozhdeniya street, Shanshan, 838202, China.

**The relevance.** Oil field Tuha is a medium and low permeability reservoir, with high salinity water. Currently, the water cut of the main productive layer in the «Y» section of the Tuha oil field is more than 93 %. Existing polymers and salt-resistant polymers cannot be well dissolved and distributed in layer water, and also have poor retention in the reservoir and profile control ability, hence, it is difficult to achieve a good technical and economic effect. So, it is important to investigate the method of profile management for effective oil displacement from reservoirs with high mineralization.

**The main aim** of the research is to study oil displacement efficiency and optimization of parameters of inorganic profile agent based on sodium silicate for enhanced oil recovery.

**Methods.** Viscosity of the studied samples was determined on a Brookfield DV-II viscometer; the experiments investigating the effect of the slug size of main agent, the number of cycles of alternative waterflooding, the injection speed of main agent and the injection of surfactant on the oil displacement efficiency were carried out on filtration unit.

**Results.** In order to satisfy the demand of enhanced oil recovery at this oil field, the experimental studies were carried out to optimize parameters and increase the efficiency of oil displacement of the inorganic silicate profile control agent based on the geological characteristics of the reservoir and fluid properties of the «Y» sections. The results show that when the size of the slug of the main agent is from 0.06 to 0.08  $V_{inj}/V_{pore}$ , and the cycle of alternative flooding is 5–6, the degree of using the layers with medium and low permeability is higher, the water cut decreases and oil recovery increases significantly. Compared to single silicate flooding, the combination of silicate and surfactants can achieve the goal of expanding the scope of coverage and improving the efficiency of oil displacement, and increases the oil recovery factor.

### Key words:

Reservoirs with high mineralization, silicate, optimization, oil recovery coefficient, alternative waterflooding.

The research was supported by the scientific and research project of Chinese national oil and gas corporation «Study and application of key techniques for exploration and development of deposits Xinjiang and Tuha» (2017E-0407); and Chinese national Fund for studying abroad.

### REFERENCES

- Sheng J.J., Leonhardt B., Nasser A. Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian petroleum technology*, 2015, vol. 54, no. 2, pp. 116–125.
- Raffa P., Broekhuis A.A., Picchioni F. Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 145, no. 9, pp. 723–733.
- Narisu, Erofeev V.I., Lv J., Wang W. Study on filtration and rheological properties of polymer gel to improve oil recovery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 3, pp. 147–157. In Rus.
- Druetta P., Picchioni F. Polymer and nanoparticles flooding as a new method for Enhanced Oil Recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 177, no. 6, pp. 479–495.
- Wang Y., Li N., Zhang Z., Zhou J. Research progress of temperature resistant and salt-resistant polymers for oil-displacing agent. *Fine and Specially Chemicals*, 2010, vol.18, no. 10, pp. 35–38.

6. Wang J., Dong M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, vol. 67, no. 8, pp. 155–158.
7. Algharaib M., Alajmi A., Gharbi R. Improving polymer flood performance in high salinity reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 115, no. 3, pp. 17–23.
8. Xie K., Cao B., Lu X., Jiang W., Zhang Y., Li Q., Song K., Liu J., Wang W., Lv J., Na R. Matching between the diameter of the aggregates of hydrophobically associating polymers and reservoir pore-throat size during polymer flooding in an offshore oilfield. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 177, no. 6, pp. 558–569.
9. Xie K., Lu X., Li Q., Jiang W., Yu Q. Analysis of reservoir applicability of hydrophobically associating polymer. *SPE Journal*, 2016, vol. 21, no. 1, pp. 1–9.
10. Zhao J., Xiang W., Zhang J., Xin R., Dai C. Research and advances of silicate plugging agent in domestic and overseas oilfields. *Oilfield Chemistry*, 2015, vol. 32, no. 1, pp. 146–150.
11. Narisu, Erofeev V.I., Lu X., Lv J., Wang X., Zhang L. The effect of layer water mineralization on physical chemical and filtration characteristics of polymeric solutions and gels for increasing oil recovery. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 4, pp. 136–145. In Rus.
12. Niu L., Lu X., Xiong C., Tang X., Wu X., Jia X., Zhang S. Experimental study on gelling property and plugging effect of inorganic gel system (OMGL). *Petroleum exploration and development*, 2013, vol. 40, no. 6, pp. 728–732.
13. Liu J., Lu X., Liu J., Hu S., Xue B. Mechanism and gelling effects of linked polymer solution in the core. *Petroleum exploration and development*, 2013, vol. 40, no. 4, pp. 474–480.
14. Dong M., Ma S., Liu Q. Enhanced heavy oil recovery through interfacial instability: a study of chemical flooding for brintnell heavy oil. *Fuel*, 2009, vol. 88, no. 6, pp. 1049–1056.
15. Lieu T.P., Hatzignatiou D.G. Rheological evaluation of a sodium silicate gel system for water management in mature, naturally-fractured oilfields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 138, no. 2, pp. 218–233.
16. Hatzignatiou D.G., Askarinezhad R., Giske N.H., Stavland A. Laboratory testing of environmentally friendly sodium silicate systems for water management through conformance control. *SPE Production & Operations*, 2016, vol. 31, no. 4, pp. 337–350.
17. Duryagin V.N., Strizhnev K.V. Development of sodium silicate-based inorganic water shut-off composition for low-permeability heterogeneous reservoirs. *Neftegazovoe delo: elektronny nauchny zhurnal*, 2014, no. 1, pp. 14–29. In Rus. Available at: <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2014-1-14-29> (accessed 15 December 2018).
18. Cao W., Xie K., Lu X., Liu Y., Zhang Y. Effect of profile-control oil-displacement agent on increasing oil recovery and its mechanism. *Fuel*, 2019, vol. 237, no. 1, pp. 1151–1160.
19. Jiang W., Zhang J., Tang X. Compatibility of clew dimension of flooding polymer and rock pore throat in bohail oilfield. *Oilfield Chemistry*, 2012, vol. 29, no. 4, pp. 446–451.
20. Lu X., Gao Z., Yan W. Experimental study of factors influencing permeability of artificial core. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 1994, vol. 13, no. 4, pp. 53–55.
21. Xie K., Lu X., Pan H., Han D., Hu G., Zhang J., Zhang B., Cao B. Analysis of dynamic imbibition effect of surfactant in micro cracks in reservoir with high temperature and low permeability. *SPE Production & Operations*, 2018, vol. 33, no. 3, pp. 596–606.

Received: 17 December 2018.

#### Information about the authors

**Narisu**, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Vladimir I. Erofeev**, Dr. Sc., Academician of RANS, professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Lu Xiangguo**, Dr. Sc., professor, Northeast Petroleum University.

**Tian Zhongyuan**, graduate student, Northeast Petroleum University.

**Zhang Lidong**, engineer, Tuha Oilfield Engineering and Technology Research Institute.

УДК 622.24(075.8)

## ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ВЫБОРА БУРОВЫХ ДОЛОТ

Попов Анатолий Николаевич<sup>1</sup>,  
popovan.36@mail.ru

Исмаков Рустэм Адипович,  
ismakovrustem@gmail.com

Конесев Геннадий Васильевич,  
konesev.burenie@mail.ru

Ишбаев Гиният Гарифуллович<sup>2</sup>,  
bit@burinteh.com

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450061, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

<sup>2</sup> ООО НПП «Буринтех»,  
Россия, 450029, г. Уфа, ул. Юбилейная, 4/1.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью выбора перспективных буровых долот на стадии проектирования технологии бурения. Это направление является ресурсосберегающим, минимизирующим объем промысловых испытаний при поиске оптимальных технологических решений.

**Цель:** разработать уточненную методику выбора буровых долот по статистическим данным о показателях механических свойств горных пород.

**Объекты:** идентификация буровых долот различных фирм и их выбор в соответствии со статистическими характеристиками механических свойств горных пород. Эти вопросы слабо изучены и вызывают затруднения при проектировании режимов бурения скважин.

**Методы:** графоаналитическое изучение соответствия типов буровых долот прочностным характеристикам горных пород, определяемым методом одноосного сжатия и методом статического вдавливания штампа с плоским основанием.

**Результаты.** Для идентификации долот различных изготовителей Международная ассоциация буровых подрядчиков (МАБП) разработала единую классификацию в кодах МАБП. Для отечественной практики возникла дилемма: горные породы охарактеризованы твердостью горных пород по штампу и в категориях, а долота – прочностью горных пород при одноосном сжатии и в кодах МАБП. Предложен переход к показателю прочности горных пород, выраженному в кодах МАБП долота. Это обеспечивает единство характеристик как для долот, так и для горных пород. Соответственно предложены номограммы для выбора долот по статистическим величинам прочности горных пород в кодах МАБП, рассчитанных с надежностью 0,95. Показано, что можно аналогично выбирать долота и при представлении твердости горных пород в категориях. В случае лопастных алмазно-твердосплавных долот их выбор распадается на два этапа: выбор типа вооружения в соответствии с прочностью горной породы в кодах или твердостью в категориях и расчет числа лопастей долота, которое зависит как от прочностных характеристик горной породы, так и от диаметра долота. Для упрощения выбора долот предложено характеризовать буримость выделяемых интервалов бурения не словесно (мягкие, средние и т. д.), а их статистическими характеристиками в кодах МАБП или в категориях буримости с заданной вероятностью.

### Ключевые слова:

Интервал бурения долотом, прочность горных пород в кодах МАБП, твердость горных пород в категориях, номограмма, выбор типа долота в кодах МАБП, численная характеристика буримости.

### Введение

Проектирование режима бурения при наличии данных о механических свойствах горных пород начинается с подбора перспективных типов и классов долот для соответствующих интервалов бурения. Основными затруднениями при решении этой задачи являются разные методы определения показателей механических свойств горных пород в России и за рубежом, а также соответствующее различие в назначении области применения долот разной конструкции. В частности, в России используют метод измерения твердости горных пород при статическом вдавливании штампа (метод Л.А. Шрейнера), а за рубежом – определение прочности методом одноосного сжатия [1, 2]. В [3] были изучены корреляционные связи между названны-

ми показателями свойств и показано, что согласованность этих показателей низкая.

Вопросы совершенствования и выбора шарошечных долот в соответствии с механическими свойствами горных пород рассматриваются в работах [1, 3, 4 и др.]. В основу положены литологические признаки горных пород и их осредненные характеристики буримости. При этом практически не используются статистические характеристики механических свойств горных пород.

Для идентификации долот разных изготовителей Международная ассоциация буровых подрядчиков предложила код (код МАБП, а в латинской интерпретации Code IADC) [5–9]. Код используется во всем мире, в т. ч. и в России. Основу кода в случае шарошечных долот составляют три цифры,

например 324. Первые две цифры характеризуют прочность горных пород при одноосном сжатии, для которых предназначено долото, а третья цифра – диапазон частот вращения долота, соответствующий конструкции его опоры.

Следует подчеркнуть, что цифры кода характеризуют верхнюю границу прочности породы (верхнюю границу области применения долота). Применение долота в горных породах, твердость или прочность которых превышает этот предел, не допускается из-за большой вероятности поломок элементов вооружения.

#### Выбор типов шарошечных долот

Для отечественных долот возникла дилемма: горные породы охарактеризованы одним методом, а долота другим и, кроме того, все измерения имеют разные размерности. В работе [10] предложено перейти к безразмерным величинам, единым как для долот, так и для горных пород, а именно к определению прочности горных пород в кодах долот. В литературе на английском языке прочность на одноосное сжатие обозначается UCS (Unconfined Compression Strength). Поэтому ниже показатели прочности в кодах МАБП будем обозначать буквой  $U$ . За основу принята классификация шарошечных долот. Величина прочности  $U$  в кодах прямо пропорциональна прочности породы  $\sigma_{сж}$  при одноосном сжатии, т. е.

$$U=0,0556\sigma_{сж}. \quad (1)$$

Уточненная нами классификация приведена в табл. 1. Для удобства принятия решения о перспективном типе долота предложено использовать номограммы. В каталоге фирмы Security [11] приведены графики областей относительной буримости горных пород шарошечными долотами обоих классов и коды МАБП соответствующих долот. Верхние границы  $U_{дв}$  областей применения долот приняты в соответствии с их кодами. Ширина области  $B$  была измерена и рассчитана в соответствии с масштабом графиков и составила для долот 1-го класса  $B_1=3,36$ , а для долот 2-го класса –  $B_2=3,98$  кода прочности горной породы. Для дальнейших расчетов приняты  $B_1=3,4$ , а  $B_2=4,0$  кода прочности горной породы. Далее была рассчитана нижняя граница  $U_{дн}$  области применения долота. Основным условием соответствия долота горным породам является неравенство (2):

$$U_{вд} \geq U_{в}, \quad (2)$$

где  $U_{вд}$  – верхняя граница области применения долота;  $U_{в}$  – верхнее значение прочности горной породы с вероятностью 0,95. Ширина области применения долот зависит от их номенклатуры. Чем больше номенклатура, тем уже область применения долот. Поэтому в качестве второй характеристики области применения принята медиана  $U_{д}$  диапазона от  $U_{дн}$  до  $U_{дв}$ .

На рис. 1 показана номограмма для выбора типов долот 1-го класса (со стальным фрезерованным вооружением). Из табл.1 видно, что по характеристикам в кодах МАБП эти долота разделены на три

группы, каждая из которых содержит четыре подгруппы (типа). На номограмме по оси абсцисс отложена прочность горных пород в кодах МАБП. Из начала координат проведена диагональ. На оси абсцисс отложены значения  $U_{д}$  медианы области применения каждого типа долот и восстановлены перпендикуляры до пересечения с диагональю. На точках пересечения построены горизонтальные отрезки с абсциссами от  $U_{дн}$  до  $U_{дв}$ , представляющие собой области применения соответствующих долот. Ключ к номограмме показан пунктирными линиями.

Таблица 1. Вооружение долот и прочность горных пород в кодах МАБП

Table 1. Armament of bits and toughness of formations in the IADC codes

Коды шарошечных долот Codes of roller cone bits		Код долот PDC Code of PDC bits	Прочность горной породы, $U$ , коды Strength of formation, $U$ , codes
1-го класса 1 <sup>st</sup> class	2-го класса 2 <sup>nd</sup> class		
–	–	–	0
11	41	1	1
12	42	1	2
13	43	1	3
14	44	2	4
21	51	2	5
22	52	2	6
23	53	3	7
24	54	3	8
31	61	3	9
32	62	4	10
33	63	4	11
34	64	4	12
–	71	–	13
–	72	–	14
–	73	–	15
–	74	–	16
–	81	–	17
–	82	–	18
–	83	–	19
–	84	–	20

При выборе долота для заданного интервала бурения рассчитываются среднее арифметическое значение  $U_{п}$  и среднее квадратическое отклонение  $S_{п}$  показателя прочности горной породы в кодах МАБП. Далее по формуле (3) рассчитывается верхнее значение прочности горной породы:

$$U_{в}=U_{п}+tS_{п}, \quad (3)$$

где  $t$  – параметр распределения Стьюдента с принятой в бурении надежностью 0,95 [12].

Полученные значения откладываются на номограмме, как показано на рис. 1. Из рис. 1 следует, что области применения долот перекрываются, т. е. одному значению  $U_{в}$  соответствуют несколько типов долот. Поэтому предлагается считать перспективными типы долот ближайшие к горизонтали, проходящей через точку пересечения перпендикуляра из точки  $U_{п}$  и диагонали, но удовлетворяющие условию (2).

В качестве примера принята величина  $U_{п}=4,6$  кодов и два значения  $U_{в1}=5,8$  и  $U_{в2}=6,5$  ко-

да. В первом случае горной породе удовлетворяют долота с кодом 22 и 23, а во втором – только с кодом 23. Далее по каталогам нетрудно подобрать соответствующие долота любой фирмы при известных диаметре и проектируемой частоте вращения. Из рис. 1 видно, что при выборе долот диапазон от  $U_{дн}$  до  $U_{д}$  не используется, а поэтому на номограмме может быть опущен.

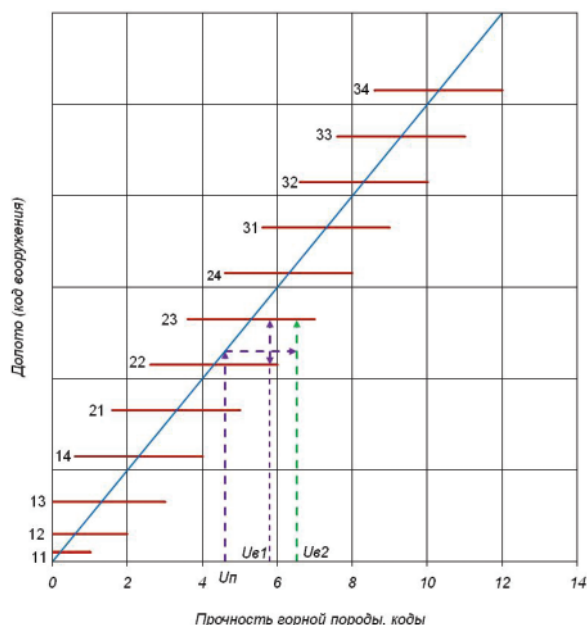


Рис. 1. Номограмма выбора долот 1-го класса

Fig. 1. Nomogram of selection of the 1<sup>st</sup> class bits

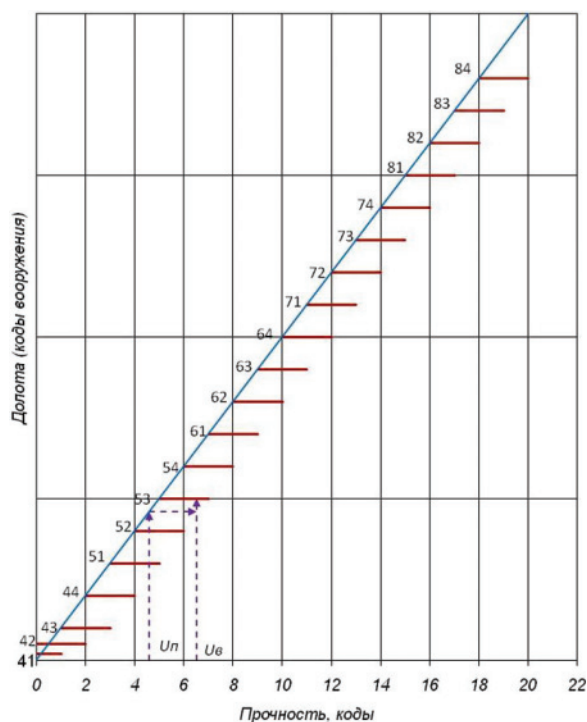


Рис. 2. Номограмма выбора долот 2-го класса

Fig. 2. Nomogram of selection of the 2<sup>nd</sup> class bit

На рис. 2 показана номограмма для выбора типов долот 2-го класса (с твердосплавным вооружением). Ключ к номограмме аналогичен приведенному на рис. 1. Например, для горных пород прочностью  $U_{п}=4,6$  и  $U_{в}=6,5$  кода перспективным будет долото с кодом 53.

В нашей стране при выборе долот задается не прочность, а твердость горной породы в категориях. Оценка величины твердости проводится либо по величине твердости горной породы по штампу, либо косвенным методом по шламу. Для перехода от прочности горных пород в кодах к твердости горной породы в категориях воспользуемся прямыми определениями области применения в категориях долот производства ОАО «Волгабурмаш» с известными характеристиками их по коду МАБП [5]. Результаты расчетов проиллюстрированы рис. 3, из которого следует, что зависимость  $H_{дв}$  от  $U_{дв}$  для шарошечных долот как 1-го, так и 2-го классов описывается уравнением регрессии

$$H_{дв} = 12(1 - \exp(-0,271U_{дв}^{0,59})) \quad (4)$$

при коэффициенте детерминации 0,97. График зависимости  $H_{дв}$  от  $U_{дв}$ , рассчитанный по формуле (4), показан сплошной линией (рис. 3). Точками показаны значения  $H_{дв}$  для конкретных долот, как первого, так и второго классов. Для расчета медианы области применения  $H_{д}$  формула (4) принимает вид (5):

$$H_{д} = 12(1 - \exp(-0,133U_{д}^{0,59})). \quad (5)$$

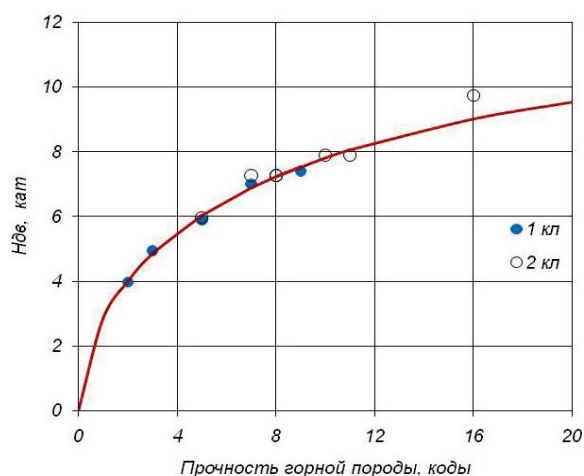


Рис. 3. Зависимость верхних значений твердости горных пород в категориях от прочности горных пород в кодах для шарошечных долот

Fig. 3. Dependence of the upper values of hardness of formations in categories on the toughness of formations in codes for cone bits

По результатам расчетов по формулам (4) и (5) построены номограммы, приведенные на рис. 4, 5. Из сопоставления номограмм на рис. 1, 4 видно, что при расчетах по кодам области применения долот по мере перехода к более прочным породам не изменяются, а при расчетах в категориях – быстро сужаются. Из сопоставления номограмм на рис. 2, 5 видно, что характер номограмм такой же, как и номограмм на рис. 1, 4.

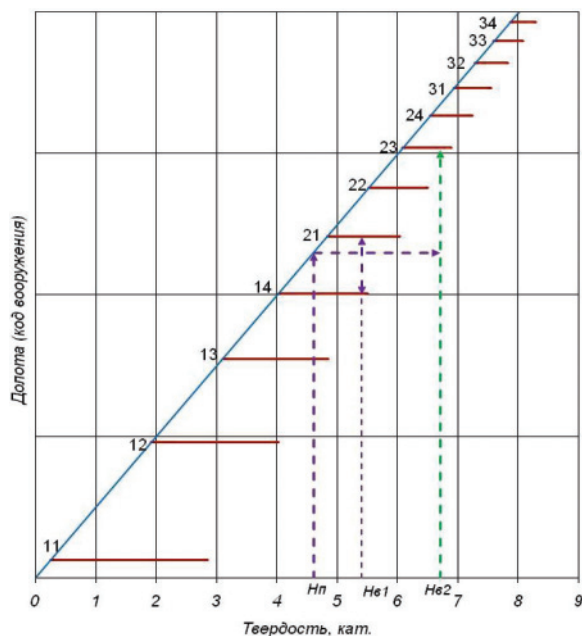


Рис. 4. Номограмма выбора долот 1-го класса по данным о твердости горных пород в категориях

Fig. 4. Nomogram of selection of 1<sup>st</sup> class bits in accordance with the data on hardness of formations in categories

Различие номограмм обусловлено тем, что прочность горных пород в кодах зависит от прочности на одноосное сжатие линейно (1), а зависимость твердости в категориях от твердости по штампу экспоненциальная [3]. Кроме того, показатели твердости по штампу из-за его малых размеров имеют более высокий коэффициент вариации, и при испытаниях более существенно проявляется масштабный эффект по сравнению с показателями, определяемыми при одноосном сжатии. Это понижает точность выбора долота по данным о твердости горных пород в категориях по сравнению с выбором долота по данным об их прочности в кодах.

На номограммах (рис. 4, 5) показан выбор долота для двух случаев. Для обоих случаев среднее значение твердости горной породы одно и то же ( $H_n=4,6$  кат.), а отличаются случаи только верхними значениями твердости:

- 1)  $H_s=5,4$  кат.;
- 2)  $H_s=6,7$  кат.

Из рис. 4 видно, что в первом случае перспективными являются долота 1-го класса с кодами 14 и 21, а во втором случае только долото с кодом 23. А из рис. 5 видно, что в первом случае перспективными являются долота 2-го класса с кодами 44 и 51, а во втором случае только долото с кодом 53.

#### Выбор лопастных алмазно-твердосплавных долот

Лопастные долота с алмазно-твердосплавным вооружением являются одним из основных породоразрушающих инструментов для бурения скважин на нефть и газ. Эти долота широко известны под аббревиатурой PDC (polycrystalline diamond cutter) [13, 14]. Исследования конструкций и работы долот PDC направлены в основном на изучение

взаимодействия резцов с горной породой [15, 16], на способы совершенствования резцов и предупреждения вибраций долот и армирование их рабочих поверхностей [17–19].

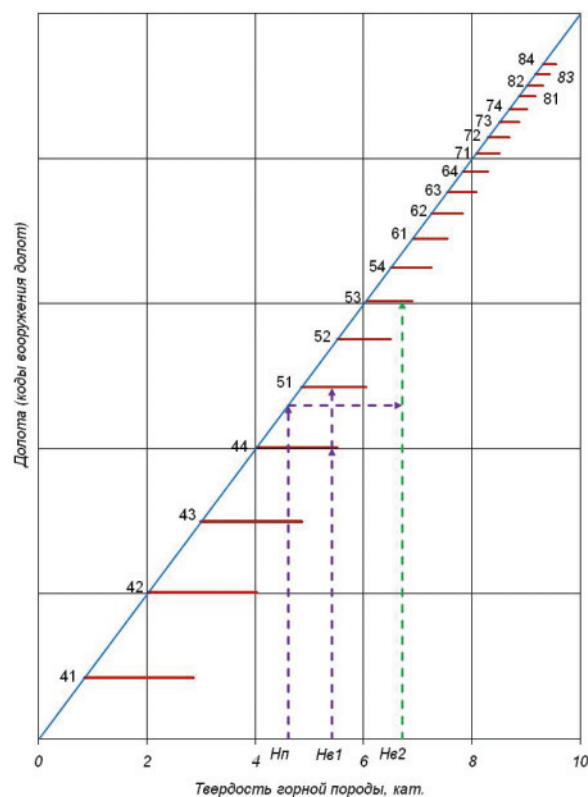


Рис. 5. Номограмма выбора долот 2-го класса по данным о твердости горных пород в категориях

Fig. 5. Nomogram of selection of 2<sup>nd</sup> class bits in accordance with the data on hardness of formations in categories

Для долот PDC основу кода МАБП составляет одна из двух латинских букв и три цифры, например S232 или M232 [13]. Буквы характеризуют материал головки долота: S – головка долота стальная, M – головка долота из твердого сплава (матричное долото). Первая цифра характеризует группу прочности горной породы при одноосном сжатии, вторая – группу диаметров резцов, а третья – форму лопастей. В соответствии с группой прочности пород классификация включает четыре типа вооружения долот.

Построение номограммы для выбора долот PDC по кодам было показано ранее [10], поэтому рассмотрим только выбор долот при измерении твердости горных пород в категориях. В табл. 2 приведены сведения о долотах PDC ООО НПП «Буринтех» [20]. Долота PDC оснащаются базовыми резцами и резцами повышенной прочности (опция Т) и износостойкости (опция У), которые расширяют область применения долот. Крестиком отмечены изготавливаемые конструкции долот. Пропуски в колонках 5–7 табл. 2 означают, что долота этих конструкций не изготавливаются.

Задача распадается на две части: выбор цифры кода типа вооружения и расчет числа лопастей до-

лота. В [20] приведены области применения долота, которые включают диапазон от нижнего до верхнего значения твердости горной породы в категориях.

Таблица 2. Типы долот PDC и области их применения

Table 2. Types of PDC bits and their application fields

Тип долота Bit type	Первая цифра кода долота по МАБП The first digit of the IADC bit code	$U_n$ горных пород, коды $U_n$ rocks, codes	Область применения, $H_i$ от до, кат. Scope, $H_i$ from to, cat.	Особенности конструкции Design of construction		
				базовая basic	с опцией T with option T	с опцией Y with option Y
M	1	до 3	1–4	+		
MC	2	до 6	2–5	+	+	
C	3	до 9	3–6	+	+	
CT	3'	до 9	4–6		+	
T	4	до 12	4–7			+

Номограмма для выбора типа долота приведена на рис. 6. В отличие от шарошечных долот на номограмму нанесена не половина, а вся область применения долот. Ключ к номограмме прорисован пунктиром. Например, средняя твердость породы  $H_n=4,7$  категории. Для верхнего значения прочности породы примем два случая: 1)  $H_{n1}=5,7$  категории; 2)  $H_{n2}=6,5$  категории. Из рис. 6 видно, что в первом случае следует выбрать долото с кодом вооружения 3 и 3', а во втором – только с кодом 4.

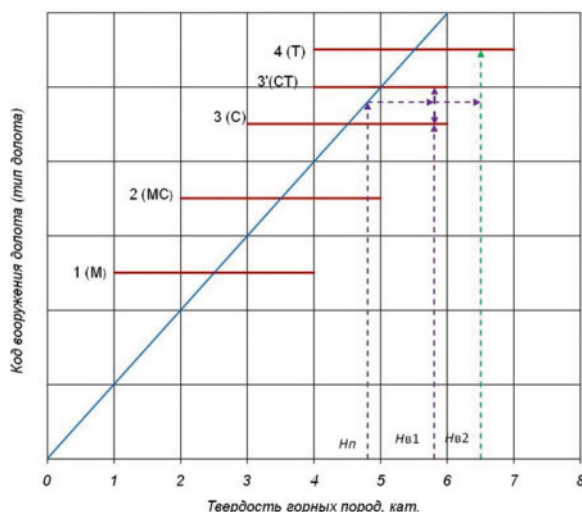


Рис. 6. Номограмма выбора долот PDC

Fig. 6. Nomogram of PDC bits selection

Этот выбор не является окончательным, т. к. число лопастей долота PDC зависит не только от твердости горной породы, но и от диаметра долота. В [13] приведены подробные данные о долотах PDC разных изготовителей. Регрессионный анализ этих данных дал следующие результаты:

- для долот НПП «Буринтех» базовой конструкции  $z=0,240D^{0,234}H_b^{1,052}$ ; (6)

- для долот НПП «Буринтех» с опциями «Т» и «У»  $z=0,00208D^{0,559}H_b^{2,685}$ ; (7)

- для долот ОАО «Волгабурмаш»  $z=0,00628D+0,908H_b$ ; (8)

- для долот СП «УДОЛ» (Удмуртские долота)  $z=0,0102D^{0,355}H_b^{1,305}$ ; (9)

где  $z$  – число лопастей;  $D$  – диаметр долота, мм;  $H_b$  – верхнее значение твердости горной породы, категории. Коэффициент детерминации составил около 0,97. Расчетное число лопастей желательно округлять в большую сторону. В табл. 3 приведены результаты расчета по формулам (6)–(9).

Таблица 3. Расчетное число лопастей долот диаметром 215,9 мм при  $H_b=6,5$  кат.

Table 3. Estimated number of blades of bits with a diameter of 215,9 mm and  $H_b=6,5$  cat.

Изготовитель Manufacturer	БУРИНТЕХ		Волгабурмаш	УДОЛ
	базовое basic	с опциями «Т» и «У» with options «T» and «Y»		
$z$ , лопастей $z$ , blades	7	6	8	8

Из табл. 3 видно, что разные изготовители долот рекомендуют хотя и близкие, но несколько отличающиеся числа лопастей. Это обусловлено использованием резцов разных изготовителей, а также целями, которые преследует заказчик. В [10] было показано, что долота с меньшим числом лопастей обеспечивают более высокую механическую скорость бурения, но уступают долотам с большим числом лопастей по проходке на долото.

Использование номограмм предполагает наличие численных характеристик буримости интервалов горных пород, т. е. вместо слов (мягкие, средние и т. д.) должны быть записаны диапазоны численных значений твердости горных пород или в категориях твердости, или в кодах прочности с заданной вероятностью (в бурении принята надежность оценки с вероятностью 0,95). Например, в настоящее время по стратиграфическим подразделениям широко используется определение твердости горных пород в категориях по шламу методом аналогий. По этим данным не составляет труда рассчитать статистические характеристики твердости горной породы, т. е. их нижнее, среднее и верхнее значения. Далее для проектного интервала бурения определить расчетные значения прочностных характеристик горных пород, например  $H_n$  и  $H_b$ , и с использованием номограмм принять решение о перспективных типах долот.

## Заключение

1. Показана целесообразность оценки прочности горной породы по шкале кодов МАБП, составленной на основе кодов шарошечных долот.
2. Предложены номограммы выбора долот в соответствии с прочностью в кодах или с твердостью в категориях горных пород, обеспечивающие высокую наглядность при принятии решения.

3. Поставлен вопрос о необходимости описывать свойства горных пород по выделяемым интервалам бурения не словесно, а конкретными числами,

представляющими собой диапазон прочности в кодах или твердости в категориях с принятой в бурении надежностью оценки (вероятностью).

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абатуров В.Г., Овчинников В.П. Физико-механические свойства горных пород и породоразрушающий буровой инструмент. – Тюмень: Изд-во «Экспресс», 2008. – 240 с.
2. Попов А.Н., Трушкин Б.Н., Трушкин О.Б. Разрушение горных пород. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 138 с.
3. Попов А.Н., Могучев А.И., Попов М.А. Согласование шкал твердости горных пород в категориях с показателями их механических свойств // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 12. – С. 18–23.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т. / В.П. Овчинников, Ф.А. Агзамов, Т.О. Акбулатов, Г.В. Конесев, Р.А. Исмаков, А.Н. Попов, Б.Н. Трушкин, Н.А. Аксенова, Т.В. Грошева, Г.Н. Шешукова / под общ. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. – Т. 2. – 584 с.
5. Каталог продукции для нефтегазовой промышленности. – Самара: Волгабурмаш. Уралбурмаш, 2015. – 84 с. URL: <http://www.vbm.ru/> (дата обращения 28.08.2018).
6. Каталог буровых долот Хьюз Кристенсен. – Хьюстон: Бейкер Хьюз Инкорпорейтед, 2014. – 48 с.
7. Каталог буровых долот Reed Russion. – Хьюстон: Grant Prideco Company, 2015. – 34 р. URL: [https://reedmfgco.com/assets/download/4139\\_Reed-Russion-catalog-2015.pdf](https://reedmfgco.com/assets/download/4139_Reed-Russion-catalog-2015.pdf) (дата обращения 28.08.2018).
8. Varel NTS. – Houston: Varel International, 2010. – 48 p.
9. Kingdream roller cone bits for oil well drilling. – Hubei, China, 2018. – 52 p. URL: <http://www.kingdream.com.cn/> (дата обращения 28.08.2018).
10. Попов А.Н., Трушкин О.Б. Согласование типа, диаметра и числа лопастей долот PDC с прочностью горных пород в кодах МАБП // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 10. – С. 20–23.
11. Security Oilfield Catalog. – Dallas, Texas: Security-Dresser, 2002. – 40 p.
12. Ганджумян Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении: справочное пособие. – М.: Недра, 1990. – 218 с.
13. Буровой породоразрушающий инструмент. Долота с фиксированными алмазосодержащими резами: международный транслятор-справочник / И.К. Бикбулатов, Г.И. Вышегородцева, Э.С. Гинзбург, В.Я. Кершенбаум, Ю.Г. Михайлин, Г.Г. Омаров, М.Г. Омаров, А.В. Торгашов, С.А. Цеденов / под ред. В.Я. Кершенбаума. – М.: Изд-во ООО «Национальный институт нефти и газа», 2011. – Т. 2. – 448 с.
14. Polycrystalline Diamond Compact (PDC). – China: Shenzhen Haimingrun Superhard Materials Co., Ltd., 2010. – 16 p.
15. Трушкин О.Б. Разрушение горной породы единичным резцом PDC // Территория «Нефтегаз». – 2016. – № 5. – С. 16–20.
16. Akbari B., Miska S., Rahmani R. Experimental Investigation of the Effect of the Pore Pressure on the MSE and Drilling Strength of a PDC Bit // SPE Western North America and Rocky Mountain Regional Meeting. – Denver, Colorado, 2014. – V. 8. – P. 16–21.
17. Bellin F. The current state of PDC bit technology // World Oil. – September 2010. – № 9. – P. 41–42.
18. Чулкова В.В. Метод выбора долот PDC для перемежающихся по твердости горных пород // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 2. – С. 17–19.
19. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Хузин Б.А. Анализ и предложение по эффективному применению долот PDC на месторождениях ПАО «Татнефть» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 15–19.
20. Буринтех. Каталог 2017. – Уфа: Изд-во ООО НПП «Буринтех», 2017. – 126 с.

Поступила 25.12.2018 г.

#### Информация об авторах

**Попов А.Н.**, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Исмаков Р.А.**, доктор технических наук, проректор по научной и инновационной работе Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Конесев Г.В.**, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Ишбаев Г.Г.**, доктор технических наук, генеральный директор ООО НПП «Буринтех».

UDC 622.24(075.8)

## GRAPHIC METHOD OF SELECTING DRILL BITS

Anatoliy N. Popov<sup>1</sup>,

popovan.36@mail.ru

Rustem A. Ismakov<sup>1</sup>,

ismakovrustem@gmail.com

Gennadiy V. Konesev<sup>1</sup>,

konesev.burenie@mail.ru

Giniyat G. Ishbaev<sup>2</sup>,

bit@burinteh.com

<sup>1</sup> Ufa State Oil Technical University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

<sup>2</sup> OOO NPP Burinteh,  
4/1, Yubileynaya street, Ufa, 450029, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to select promising drilling bits at the design stage of drilling technology. This direction is resource saving, minimizing the volume of field trials in the search for optimal technological solutions.

**The main aim** of the research was to develop an improved method for selecting drilling bits from statistical data on the mechanical properties of formations.

**Objects:** identification of drilling bits of different firms and their selection in accordance with the statistical characteristics of the mechanical properties of formations. These issues are poorly understood and cause difficulties in the design of well drilling regimes.

**Methods:** graphoanalytical study of the correspondence of the types of drill bits to the strength characteristics of formations determined by Unconfined Compression Strength and the method of Static indentation of a stamp with a flat base.

**Results.** The International Association of Drilling Contractors (IADC) has developed a single classification in IADC codes for identification of bits of various manufacturers. For domestic drillers a dilemma arose: formations are characterized by hardness according to the stamp and in categories, and the bits are made in accordance with the strength of the formations in the IADC codes. The authors propose a transition to the index of formation strength, expressed in the codes of the IADC of bits. This ensures the uniformity of characteristics for both bits and rocks. Accordingly the authors proposed nomograms for selection of bits on statistical value of toughness of formations in codes IADC, calculated with reliability of 0.95. It is shown that it is possible to select bit similarly when representing hardness of formations in categories. In the case of blade diamond carbide bits, their choice is divided into two stages: the choice of the type of a bit in accordance with the strength of the formation in codes or with hardness in categories and the calculation of the number of blades of the bit, which depends both on the toughness characteristics of the formation, and on the diameter of the bit. To simplify the choice of bits, it was suggested to characterize the drillability of formations of the allocated intervals not verbally (soft, medium and so on), but by their statistical characteristics in IADC codes or in the categories with a given probability.

### Key words:

Interval of drilling with bit, strength of formation in IADC codes, hardness of formation in categories, nomogram, selection of bit type in IADC codes, numerical characteristics of drillability of formation intervals.

### REFERENCES

1. Abaturov B.G., Ovchinnikov V.P. *Fiziko-mekhanicheskie svoystva gornyykh porod i porodorazrushayushchiy burovoy instrument* [Physical and mechanical properties of formations and drill tools]. Tyumen, Ekspres Publ., 2008. 240 p.
2. Popov A.N., Trushkin B.N., Trushkin O.B. *Razrushenie gornyykh porod* [Destruction of formations]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 138 p.
3. Popov A.N., Moguchev A.I., Popov M.A. Concordance of rock hardness scales in categories with their mechanical properties indices. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2009, no. 12, pp. 18–23. In Rus.
4. Ovchinnikov V.P., Agzamov F.A., Akbulatov T.O., Konesev G.V., Ismakov R.A., Popov A.N., Trushkin B.N., Aksenova N.A., Grosheva T.V., Sheshunova G.N. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Technology of drilling oil and gas well]. Ed. by V.P. Ovchinnikov. Tyumen, TIU Publ., 2017. Vol. 2, 584 p.
5. *Catalog produktov dlya neftegazovoy promyshlennosti* [Catalogue of products for oil and gas industry]. Samara, Volgaburmash. Uralburmash Publ., 2015. 84 p. Available at: <http://www.vbm.ru/> (assessed 28 August 2018).
6. *Catalog burovyykh dolot Hughes Christensen* [Catalogue of Hughes Christensen drilling bits]. Houston, Baker Hughes Incorporated, 2014. 48 p.
7. *Catalog burovyykh dolot ReedHycalog* [Catalogue of ReedHycalog drilling bits]. Houston, Grant Prideco Company, 2015. 34 p. Available at: [https://reedgco.com/assets/download/4139\\_Reed-Russian-catalog-2015.pdf](https://reedgco.com/assets/download/4139_Reed-Russian-catalog-2015.pdf) (assessed 28 August 2018).
8. *Varel NTS. Catalog produktov* [Varel NTS. Product catalogue]. Houston, Varel International, 2010. 48 p.
9. *Kingdream roller cone bits for oil well drilling*. Hubey, China, 2015. 52 p. Available at: <http://www.kingdream.com.cn/> (assessed 28 August 2018).
10. Popov A.N., Trushkin O.B. Concordance of type, diameter and number of PDC bit blades with rock strength in MABP codes. *Territoriya Neftegaz*, 2017, no. 10, pp. 20–23. In Rus.
11. *Security Oilfield Catalog*. Dallas, Texas, Security-Dresser, 2002. 40 p.
12. Gandzhumyan R.A. *Matematicheskaya statistika v razvedochnom bureni: spravochnoe posobie* [Mathematical statistics in exploration drilling: reference guide]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 218 p.

13. Bikbulatov I.K., Vyshegorodtseva G.I., Ginsburg E.S., Kershenbaum V.Ya., Mikhaylin Yu.G., Omarov G.G., Omarov M.G., Torgashov A.V., Sedenov S.A. *Burovoy porodorazrushayushchiy instrument. Dolota s fiksirovannymi almazosoderzhashchimi rezt-sami* [Drill rock cutting tool. Bits with fixed diamond-containing cutters]. Ed. by V.Ya. Kershenbaum. Moscow, Natsionalny institut nefi i gaza Publ., 2011. Vol. 2, 448 p.
14. *Polycrystalline Diamond Compact (PDC)*. China, Shenzhen Haimingrun Superhard Materials Co., Ltd., 2010. 16 p.
15. Trushkin O.B. rock failure by PDC teeth. *Territoriya «Neftegaz»*, 2016, no. 5, pp. 16–20. In Rus.
16. Akbari B., Miska S., Rahmani R. Experimental Investigation of the Effect of the Pore Pressure on the MSE and Drilling Strength of a PDC Bit. *SPE Western North America and Rocky Mountain Regional Meeting*. Denver, Colorado, 2014. Vol. 8, pp. 16–21.
17. Bellin F. The current state of PDC bit technology. *World Oil*, September 2010, no. 9, pp. 41–42.
18. Chulkova V.V. Method for selecting the PDC bits for hardness alternating rocks. *Vestnik assotsiatsii burovyykh podryadchikov*, 2015, no. 2, pp. 17–19. In Rus.
19. Khuzina L.B., Shaykhutdinova A.F., Khuzin B.A. Analysis and proposal on effective application of PDC bits on Tatneft deposits. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2017, no. 11, pp. 15–19. In Rus.
20. *Burintekh. Katalog 2017* [Burintekh. Catalogue 2017]. Ufa, OOO NPP «Burintekh» Publ., 2017. 126 p.

Received: 25 December 2018.

#### Information about the authors

**Anatoliy N. Popov**, Dr. Sc., professor, Ufa State Oil Technical University.

**Rustem A. Ismakov**, Dr. Sc., professor, Ufa State Oil Technical University.

**Gennadiy V. Konesev**, Dr. Sc., professor, Ufa State Oil Technical University.

**Giniyat G. Ishbaev**, Dr. Sc., professor, General Director, «Burintekh», Ltd.

УДК 622.276

## ВЛИЯНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РИФОГЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТУРНЕЙСКО-ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ПРИКАМЬЯ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Мартюшев Дмитрий Александрович<sup>1</sup>,  
martyushevdi@inbox.ru

Зайцев Роман Александрович<sup>2</sup>,  
roman.zaitsev@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

<sup>2</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,  
Россия, 614000, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29.

**Актуальность** работы обусловлена тем, что большинство карбонатных залежей нефтяных месторождений Верхнего Прикамья, приуроченных к рифовым структурам, относится к коллекторам трещинно-порового типа. При разработке таких сложнопостроенных объектов продуктивность скважин зависит от раскрытости и проницаемости трещин, их относительной емкости и взаимной сообщаемости между трещинами и матрицей, от азимутального распространения естественных трещин по площади залежей. Указанные параметры и факторы по-разному проявляются на отдельных участках залежей в процессе их разработки, и в этой связи вопрос оценки и прогнозирования коэффициентов продуктивности добывающих скважин нефтяных месторождений Верхнего Прикамья является одним из актуальных и приоритетных.

**Цель:** по промысловым данным получить эмпирические зависимости для оперативного прогнозирования параметров естественной трещиноватости и продуктивности добывающих скважин, эксплуатирующие турнейско-фаменские отложения месторождений Верхнего Прикамья.

**Объекты:** турнейско-фаменские карбонатные отложения месторождений Верхнего Прикамья.

**Методы.** В основу работы положены литературные материалы и исследования ученых в данной области. Исследования основаны на фактических промысловых материалах геофизических, гидродинамических исследований, которые проводились на нефтяных месторождениях Верхнего Прикамья; данных лабораторных исследований кернового материала и шлифов горных пород.

**Результаты.** Определены относительная емкостная характеристика трещин, коэффициенты перетока между трещинами и матрицей и средняя раскрытость трещин, а также их динамика при снижении забойных и пластовых давлений в процессе разработки залежей. Получена система эмпирических зависимостей для оценки и прогнозирования средней раскрытости и относительной емкости трещин, коэффициентов перетока между матрицей и трещинами, а также продуктивности добывающих скважин в процессе разработки нефтяных залежей с карбонатными коллекторами.

### Ключевые слова:

Литолого-фациальные зоны, карбонатные коллекторы, естественная трещиноватость, раскрытость трещин, относительная емкость трещин, продуктивность скважин

### Введение

В последнее время в мире наблюдается тенденция к снижению добычи нефти из терригенных коллекторов, так как крупные месторождения в значительной мере выработали свой ресурс. Это ведет к все большему вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов, сосредоточенных преимущественно в карбонатных коллекторах.

В Пермском крае в залежах с карбонатным коллектором содержится около 60 % общих запасов нефти. Значительная часть карбонатных коллекторов нефтяных месторождений на территории Верхнего Прикамья относится к трещинно-поровому типу. В соответствии с работами [1–4] естественный фон трещиноватости нефтяных месторождений на территории Верхнего Прикамья является более интенсивным, чем на месторождениях, расположенных в других районах Пермского края. В данной работе рассмотрены турнейско-фаменские отложения (Т-Фм) Гагаринского и

Озерного месторождений, отличающиеся от других месторождений Верхнего Прикамья тем, что имеют сложное геологическое строение и характеризуются наличием четырех литолого-фациальных зон с различной степенью естественной трещиноватости и соответственно с различными фильтрационно-емкостными свойствами, обусловленными различными условиями осадконакопления. Разработка залежей со сложным строением пустотного пространства зачастую сопровождается трудностями, например, в реализации высокоэффективной системы заводнения, и, как следствие, происходит снижение пластового давления, продуктивности скважин, что ведет к неполной выработке запасов.

В целом для Т-Фм залежей Гагаринского и Озерного месторождений выделяются два типа коллекторов: один характеризуется как трещинно-поровый, обладающий в исходном состоянии открытой естественной трещиноватостью (зона верхнего тылового шлейфа – обладает лучшими

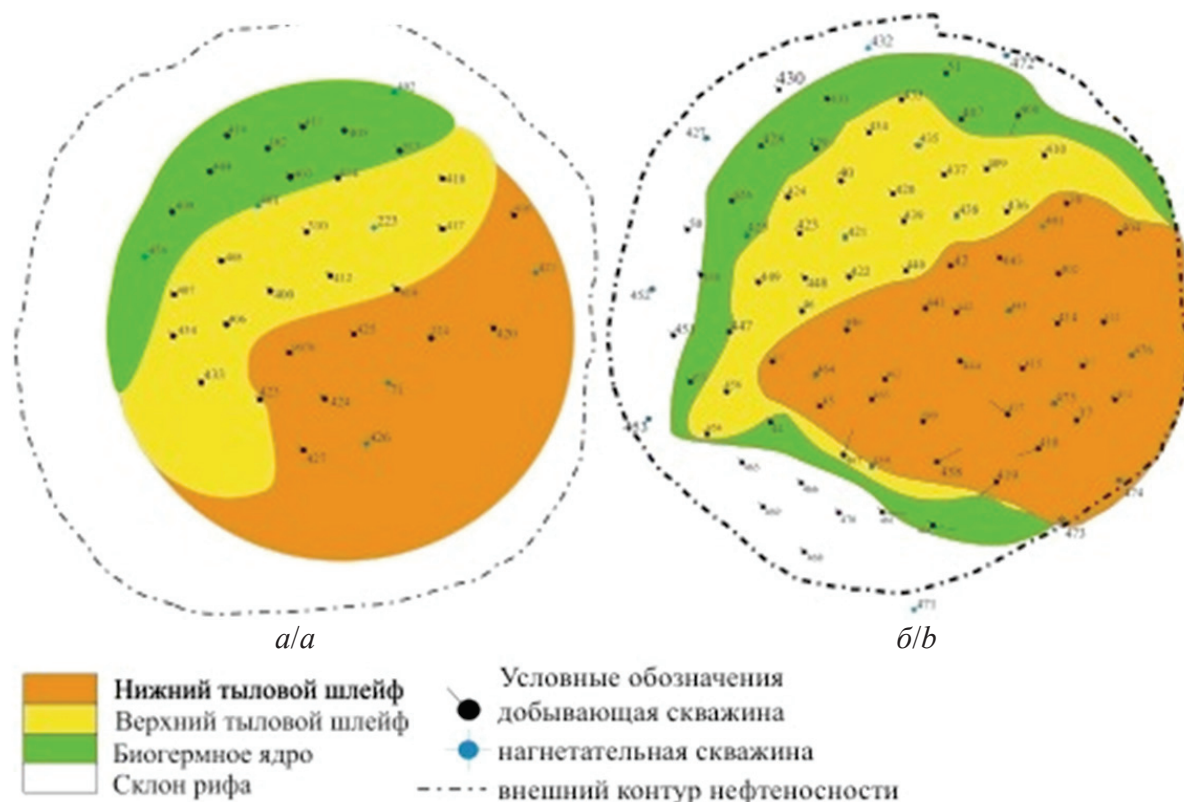


Рис. 1. Фациальная схема турнейско-фаменского органогенного массива: а) Гагаринское месторождение; б) Озерное месторождение

Fig. 1. Facial scheme of the Tournaisian-Famennian organogenic array: a) Gagarinskoye deposit; b) Ozernoye deposit

коллекторскими свойствами), второй как трещинно-поровый, обладающий естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами, переходящий в поровый (зоны нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и рифового склона). На рис. 1 представлены литолого-фациальные схемы турнейско-фаменских отложений Гагаринского и Озерного месторождений (масштаб 1:25000).

#### Исследование структуры пустотного пространства и определение параметров естественной трещиноватости

Эффективное изучение и дальнейшая разработка карбонатных коллекторов возможны на основе качественного отбора и исследования представительного кернового материала с получением максимально полной информации о петрофизических характеристиках. Для определения структуры пустотного пространства и изменения ее по площади залежей проведена серия лабораторных экспериментов с использованием современного метода – микрофокусной рентгенографии (томографии) (рис. 2) [5–7].

С помощью изучения кернового материала можно получить характеристики пласта только в месте его отбора, то есть в слое горных пород, непосредственно прилегающем к стенке скважины. При анализе образцов керна установлено, что средняя раскрытость трещин находится в диапазоне от

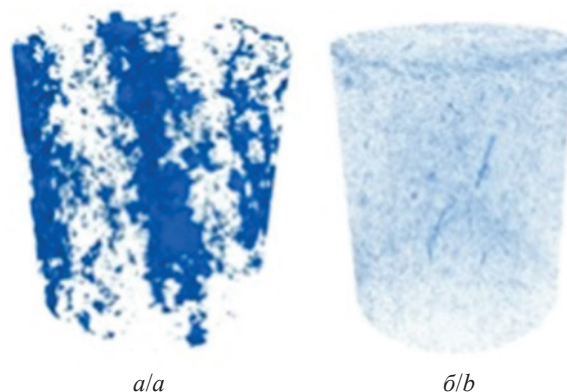


Рис. 2. Структура пустотного пространства: а) зона верхнего тылового шлейфа, обладающая открытой естественной трещиноватостью; б) зоны биогермного ядра, нижнего тылового шлейфа и рифового склона, обладающие естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами

Fig. 2. Structure of a void space: a) zone of the upper rear tail with open natural fractures; b) zones of the bioherm kernel, the lower rear tail and the reef slope with natural fractures, healed by secondary minerals

20 до 40 мкм, что подтверждено в работах [8, 9]. Максимальная раскрытость трещин, которая получена при исследовании керна, составляет 80 мкм, но она не является максимальной применительно ко всему массиву горных пород ввиду то-

го, что керн с наиболее протяженными и имеющими большее раскрытие трещинами был частично разрушен в процессе бурения, а также при изготовлении образцов. При исследованиях по керновому материалу и шлифам горных пород возможно определение раскрытости естественных трещин только в начальный период эксплуатации скважин, следовательно, невозможно определить раскрытость и другие параметры естественных трещин в процессе разработки залежей.

Отмечено [10–14], что при проектировании и анализе разработки карбонатных залежей нефти наиболее важными по характеру получаемых данных являются гидродинамические исследования скважин (ГДИ). При определении фильтрационных характеристик коллекторов по данным ГДИ, основанных на изучении неустановившихся процессов фильтрации, используются результаты наблюдения движения жидкости к забою скважины в естественных пластовых условиях [15–17].

Исследования, проведенные в трещинно-поровом типе коллектора, обладающем открытой трещиноватостью, выделяются особым видом кривой восстановления давления (КВД). Кривые восстановления и падения давления, в соответствии с моделью Уоррена–Рута, графически представлены двумя параллельными линиями вместо одной – как в случае порового коллектора [18–22]. Трещинно-поровый пласт в модели Уоррена–Рута представляет собой одинаковые прямоугольные параллелепипеды (моделирование матричных блоков), которые разделены трещинами. При условии квазистационарного состояния матрица питает трещины и по трещинам жидкость фильтруется к забоям скважин. Для описания процесса в данной

модели присутствуют два безразмерных параметра  $\lambda$  и  $\omega$ , которые характеризуют взаимосвязь между матричной пустотностью и пустотностью трещиноватости. Величина  $\lambda$  – интенсивность перетока жидкости между двумя областями пласта, а  $\omega$  – относительная емкостная характеристика этих областей.

#### Эмпирические зависимости для оценки и прогнозирования параметров трещиноватости и продуктивности скважин

На рис. 3, 4 представлены графики, построенные на основании данных промысловых исследований, изменения средней раскрытости трещин и коэффициентов продуктивности при снижении забойных давлений для различных зон карбонатного коллектора с естественной трещиноватостью Гагаринского и Озерного месторождений.

Для зоны коллектора с открытой естественной трещиноватостью наблюдается наличие трех стадий изменения основных параметров трещиноватости при снижении забойного давления, которые описываются следующими уравнениями:

а) для зон с открытой естественной трещиноватостью:

$$W_{\text{тек}} = (2,545 P_{\text{заб}} / P_{\text{пл0}} - 1,309) W_{\text{нач}} \\ \text{при } 0,71 \leq P_{\text{заб}} / P_{\text{пл0}} \leq 0,9, \text{ мкМ;}$$

$$W_{\text{тек}} = (1,108 P_{\text{заб}} / P_{\text{пл0}} - 0,262) W_{\text{нач}} \\ \text{при } 0,41 \leq P_{\text{заб}} / P_{\text{пл0}} \leq 0,7, \text{ мкМ;}$$

$$W_{\text{тек}} = (0,620 P_{\text{заб}} / P_{\text{пл0}} - 0,032) W_{\text{нач}} \\ \text{при } 0,10 \leq P_{\text{заб}} / P_{\text{пл0}} \leq 0,4, \text{ мкМ;}$$

$$\omega = (0,533 P_{\text{заб}} / P_{\text{пл0}} - 0,133) W_{\text{нач}}$$

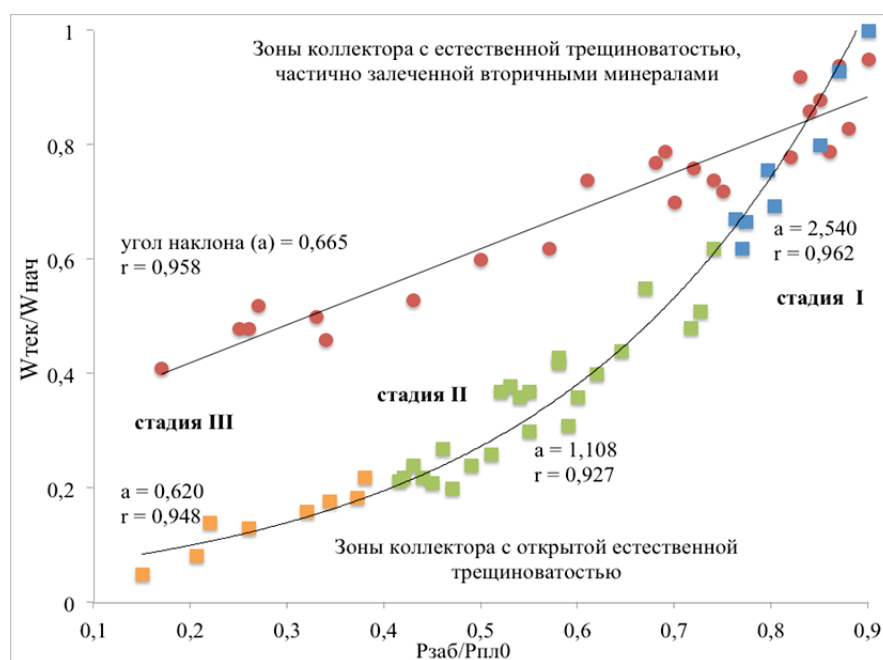


Рис. 3. Зависимость  $W_{\text{тек}}/W_{\text{нач}}$  от  $P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}}$

Fig. 3. Dependence of the current openness of the fractures/initial fractures opening on Bottomhole pressure/reservoir pressure

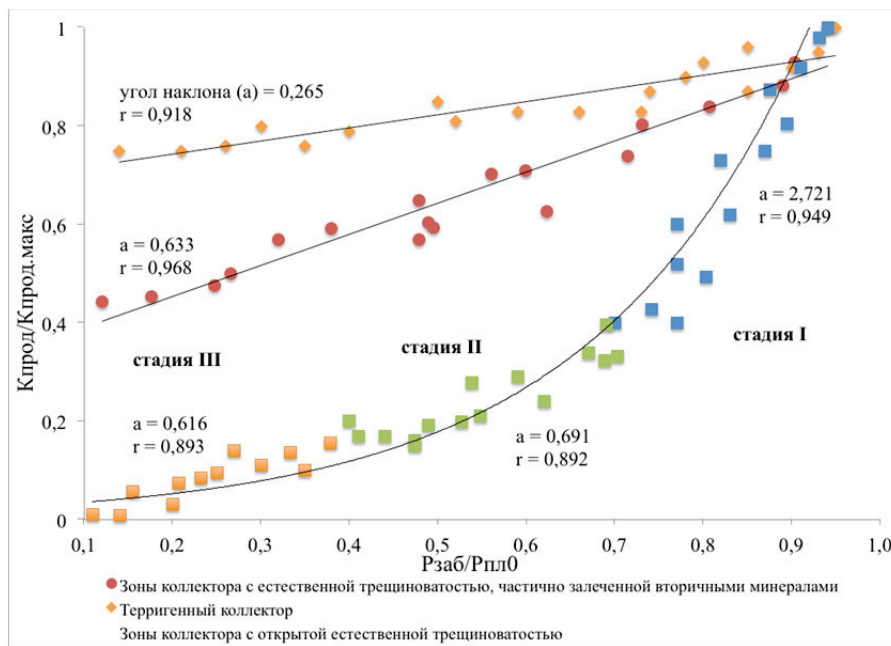


Рис. 4. Зависимость  $K_{\text{прод}}/K_{\text{прод, макс}}$  от  $P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}}$  для различных зон коллекторов Гагаринского и Озерного месторождений

Fig 4. Dependence of  $K_{\text{prod}}/K_{\text{prod, max}}$  on  $P_{\text{bottomhole}}/P_{\text{reservoir}}$  for different zones of collectors of Gagarinskoe and Ozernoe deposits

- при  $0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9$ , мкм;  
 $\omega = (0,330 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,017) W_{\text{нач}}$   
 при  $0,41 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,7$ , мкм;  
 $\omega = (0,229 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,053) W_{\text{нач}}$   
 при  $0,10 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,4$ , мкм;  
 $\lambda = (2321,6 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 7150,7) \cdot 10^{-9}$   
 при  $0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9$ ;  
 $\lambda = (4567,7 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 1103,5) \cdot 10^{-9}$   
 при  $0,41 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,7$ ;  
 $\lambda = (3775,5 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 616,1) \cdot 10^{-9}$   
 при  $0,10 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,4$ .
- б) для зон с естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами:  
 $W_1 = (0,665 P_1/P_1 - 0,286) W_{\text{нач}}$   
 при  $0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9$ , мкм;  
 $\omega = (0,215 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,178) W_{\text{нач}}$   
 при  $0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9$ , мкм;  
 $\lambda = (3898,1 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 1350,0) \cdot 10^{-9}$   
 при  $0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9$ .

Начальная раскрытость трещин  $W_{\text{нач}}$  по конкретной скважине определяется либо по шлифам горной породы, либо при обработке данных КВД, снятых в начальный период эксплуатации.

Для оценки и прогнозирования коэффициентов продуктивности в процессе разработки залежей получены следующие зависимости:

- а) зоны, обладающие открытой естественной трещиноватостью:

$$K_{\text{прод}}/K_{\text{прод, макс}} = (2,721 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 1,579) W_{\text{нач}}$$

при  $0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9$ , мкм;

$$K_{\text{прод}}/K_{\text{прод, макс}} = (0,691 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,120) W_{\text{нач}}$$

при  $0,41 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,7$ , мкм;

$$K_{\text{прод}}/K_{\text{прод, макс}} = (0,616 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,042) W_{\text{нач}}$$

при  $0,10 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,4$ , мкм.

- б) зоны, обладающие естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами:

$$K_{\text{прод}}/K_{\text{прод, макс}} = (0,633 P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,327) W_{\text{нач}}$$

при  $0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9$ , мкм.

Из рис. 4 следует, что для зоны верхнего тылового шлейфа значительное снижение коэффициентов продуктивности происходит уже при забойных давлениях выше давления насыщения, что связано с деформационными процессами (смыкание естественных трещин). С уменьшением забойного давления происходит смыкание естественных трещин и, вследствие этого, снижение притока в скважину. Для сохранения дебита нефти на определенном уровне для скважин, дренирующих коллекторы с естественной трещиноватостью, необходимо поддерживать (существенно не снижать) или повышать значительно сниженные забойные давления.

Из вышесказанного следует, что карбонатные залежи имеют сложную фильтрационно-емкостную характеристику, связанную с наличием пустот различного типа, а также высокие значения газосодержания пластовой нефти. Для поддержания производительности на высоком уровне необходимо для каждой конкретной скважины

подбирать свое забойное давление, а для этого должен быть известен показатель снижения продуктивности, который определяется путем проведения гидродинамических исследований [23, 24].

Показатель снижения продуктивности ( $a$ ) добывающей скважины по нефти

$$a = \frac{1}{P_{заб1} - P_{заб2}} \ln \frac{K_{прод1}}{K_{прод2}},$$

где  $K_{прод1}$  – коэффициент продуктивности при забойном давлении  $P_{заб1}$ ;  $K_{прод2}$  – коэффициент продуктивности при забойном давлении  $P_{заб2}$ .

В зарубежной литературе [25–31] для характеристики интенсивности трещиноватости используется параметр  $\beta$ , который изменяется от нескольких сотен и более в случае сильно трещиноватых коллекторов до значений, равных или несколько меньших единицы в случае поровых коллекторов, при этом

$$\beta = \frac{K_{гди}}{K_{кern}},$$

где  $K_{гди}$  – проницаемость, определенная по данным гидродинамических исследований скважин (КВД);  $K_{кern}$  – проницаемость матрицы, определенная по керну.

На рис. 5 представлены зависимости показателя снижения продуктивности от параметра интенсивности трещиноватости для различных зон карбонатного коллектора Гагаринского и Озерного месторождений.

При обработке промысловых данных получены зависимости для оценки показателя снижения продуктивности при изменении забойных давлений для зон с различным типом коллектора:

а) зоны, обладающие открытой естественной трещиноватостью:

$$a = 0,308\beta - 1,093 \text{ при } 5,1 < \beta < 8,0;$$

$$a = 0,106\beta - 0,042 \text{ при } 1,52 < \beta < 5,0;$$

$$a = 0,081\beta + 0,041 \text{ при } 0,8 < \beta < 1,5;$$

б) зоны, обладающие естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами:

$$a = 0,0799\beta + 0,04 \text{ при } \beta < 1,5;$$

Установлено, что основным фактором, влияющим на продуктивность скважин, является деформация коллекторов при снижении пластовых и забойных давлений. Анализ данных гидродинамических исследований и геологических особенностей строения позволяет определить забойное давление для каждой добывающей скважины.

### Заключение

Таким образом, карбонатные коллекторы турнейско-фаменских отложений Гагаринского и Озерного месторождений характеризуются двумя типами коллекторов: один характеризуется как трещинно-поровый, обладающий в исходном состоянии открытой естественной трещиноватостью, второй – как трещинно-поровый, обладающий естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами, переходящий в поровый. Скважины, находящиеся в зоне верхнего тылового шлейфа, имеют многократное снижение продуктивности при снижении пластового и забойного давлений; скважины, расположенные в зонах биогермного ядра, нижнего тылового шлейфа и рифового склона, характеризуются более медленным и монотонным снижением продуктивности.

В данной работе получена система эмпирических зависимостей для оперативной оценки и прогнозирования параметров естественной трещиноватости и коэффициентов продуктивности сква-

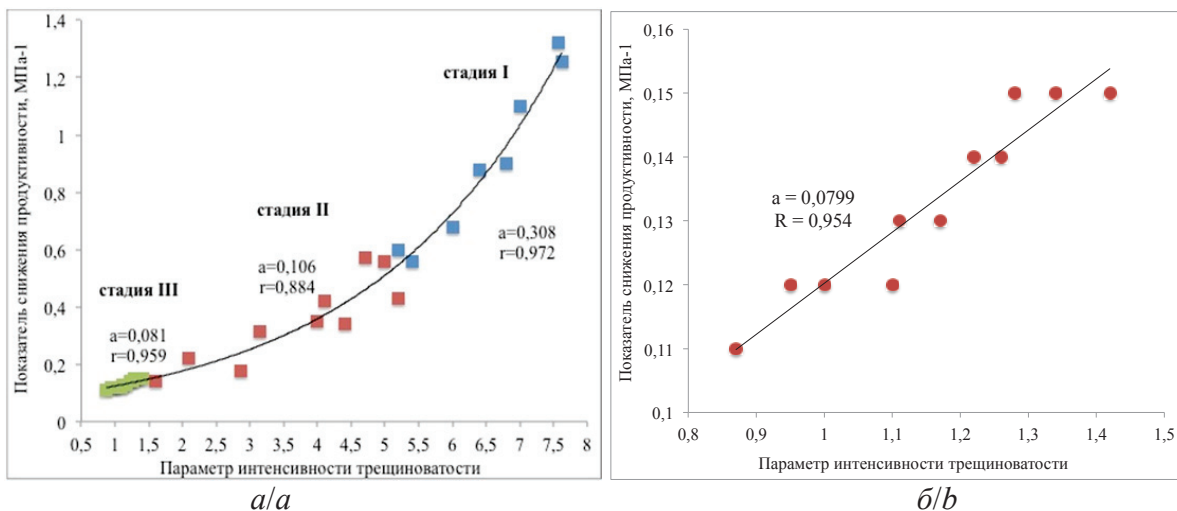


Рис. 5. Зависимость показателя снижения продуктивности от параметра интенсивности трещиноватости для зон коллектора: а) с открытой естественной трещиноватостью; б) с естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами

Fig. 5. Dependence of the productivity decline index on fracture intensity parameter for the collector zone: а) with open natural fracturing; б) with natural fracturing, partially healed by secondary mineral

жин, основанная на промысловых данных. С помощью полученных зависимостей можно оценить и прогнозировать среднюю раскрытость трещин, коэффициенты перетока, относительную емкость естественных трещин, а также продуктивность

скважин при изменении забойного давления как для вновь пробуренных добывающих скважина на Гагаринском и Озерном месторождениях, так и для вновь осваиваемых нефтяных месторождений, находящихся на территории Верхнего Прикамья.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ эффективности вскрытия трещинных и трещинно-поровых карбонатных коллекторов турнейско-фаменского комплекса на нефтяных месторождениях Соликамской депрессии: отчет о научно-исследовательской работе / руководитель В.Д. Викторин. – Пермь: Изд-во ООО «Нефтегазсервис», 2001. – 150 с.
2. Денк С.О. Коллекторские свойства и вопросы разработки нефтеносных рифовых толщ Приуралья. – Пермь: Изд-во Пермского гос. техн. ун-та, 1997. – 324 с.
3. Денк С.О. Нетипичные продуктивные объекты Пермского Предуралья. – Пермь: ПермНИПИнефть, 1997. – 328 с.
4. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – 285 с.
5. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений / С.В. Галкин, А.А. Ефимов, С.Н. Кривошеков, Я.В. Савицкий, С.С. Черепанов // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 5. – С. 995–1007.
6. Опыт исследования керна карбонатных отложений методом рентгеновской томографии / А.А. Ефимов, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин, С. Шапиро // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 18. – С. 23–32.
7. Савицкий Я.В. Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 28–37.
8. Гладков Е.А. О полигенной природе формирования углеводородсодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 16–19.
9. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов, А.А. Антоненко, Н.Б. Красильникова // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 40–43.
10. Наказная Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. – М.: Недра, 1972. – 184 с.
11. P-wave velocity anisotropy related to sealed fractures reactivation tracing the structural diagenesis in carbonates / C. Matonti, Y. Guglielmi, S. Viseur, S. Garambois, L. Marié. Tectonophysics. – 2017. – № 705. – P. 80–92.
12. Храменков М.Г., Королев Э.А. Динамика развития трещин в нефтенасыщенных карбонатных пластах башкирского яруса Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 54–57.
13. Structural diagenesis in carbonate fault damage zone: a case study of the No.1 fault zone in the Tarim basin Yanshi Xuebao / L.J. Zhan, G.H. Wu, S. He, Z.C. She, Y.Y. Pan // Acta Petrologica Sinica. – 2016. – № 32 (3). – P. 922–934.
14. Flexural fracture response of a novel iron carbonate matrix – glass fiber composite and its comparison to portland cement-based composites / S. Das, A. Hendrix, D. Stone, N. Neithalath // Construction and Building Materials. – 2015. – № 93. – P. 360–370.
15. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
16. Орехов А.Н., Амири Мангуа М.М. Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования трещиноватости коллекторов на примере месторождения углеводородов Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 230–238.
17. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. – Amsterdam: Elsevier Science, 2002. – 438 p.
18. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена–Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12.
19. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.
20. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Пузилов В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 120–122.
21. Natural fracture characterization in aptian carbonates, Araripe Basin / T.S. Miranda, J.A. Barbosa, J.F.W. Gale, O.J. Correia, M.L. Alencar // NE Brazil 76<sup>th</sup> European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2014: Experience the Energy – Incorporating SPE EUROPEC. – Amsterdam, Netherlands, 2014. – P. 1671–1675.
22. Comprehensive multiple fracture pressure analysis tests to appraise and develop unconventional organic-rich carbonaceous shales in North Kuwait / E. Fidan, C. Darous, T. Bloushi, Q.M. Dashti, M.D. Al-Mutairi // Society of Petroleum Engineers – SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – The Woodlands, Texas, USA, 2014. – P. 121–133.
23. Берга Д.С., Белкина В.А. Литолого-фациальные особенности строения верхнеюрских отложений месторождения Т // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 109–122.
24. Исаева О.А., Чернышов А.И. Литолого-петрографические особенности и коллекторские свойства пород горизонта АВ1 Лас-Еганского нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 7. – С. 6–12.
25. Reiss L.H. The reservoir engineering aspects of fractured formations. – Paris: Institut francais du petrole, 1980. – 110 p.
26. Achinta Bera, Hadi Belhaj. A comprehensive review on characterization and modeling of thick capillary transition zones in carbonate reservoirs // Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. – December 2016. – V. 16. – P. 76–89.
27. Rock-physics-model-based pore type characterization and its implication for porosity and permeability qualification in a deeply-buried carbonate reservoir, Changxing formation, Lower Permian, Sichuan Basin / X. Jin, Q. Dou, J. Hou, Q. Huang, Y. Sun, Y. Jiang, T. Li, P. Sun, Ch. Sullivan, H. Adersokan, Zh. Zhang // China Journal of Petroleum Science and Engineering. – May 2017. – V. 153. – P. 223–233.

28. Hosa A., Wood R. Quantifying the impact of early calcite cementation on the reservoir quality of carbonate rocks: a 3D process-based model // *Advances in Water Resources*. – June 2017. – V. 104. – P. 89–104.
29. Menke H.P., Bijeljic B., Blunt M.J. Dynamic reservoir -condition microtomography of reactive transport in complex carbonates: effect of initial pore structure and initial brine pH // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1 May 2017. – V. 204. – P. 267–285.
30. Khanna A., Neto L.B., Kotousov A. Effect of residual opening on the inflow performance of a hydraulic fracture // *International Journal of Engineering Science*. – 2014. – № 74. – P. 80–90.
31. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2013. – № 61. – P. 223–230.

*Поступила 15.12.2018 г.*

#### **Информация об авторах**

**Мартюшев Д.А.**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Зайцев Р.А.**, инженер 1-й категории управления проектирования и мониторинга разработки филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

UDC 622.276

## INFLUENCE OF OIL FIELD REEF CARBONATE RESERVOIR PETROPHYSICAL PARAMETERS OF TOURNASIAN-FAMENNIAN DEPOSITS IN UPPER KAMA ON WELL PRODUCTIVITY

Dmitry A. Martyushev<sup>1</sup>,

martyushevd@inbox.ru

Roman A. Zaitsev<sup>2</sup>,

roman.zaitsev@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

<sup>2</sup> Branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «PermNIPneft» in Perm,  
29, Sovetskoy armii street, Perm, 614000, Russia.

**The relevance** of the discussed issue is caused by the fact that the majority of carbonate deposits of the Upper Kama region oil deposits confined to reef structures belong to the fissure-pore type reservoirs. When exploring such complex objects, the productivity of the wells depends on the openness and permeability of fractures, their relative capacitance and mutual interrelation between fractures and matrix, on azimuthal spread of natural fractures in the area of the deposits. These parameters and factors are differently manifested in separate sections of the deposits in the course of their development and, in this relation, the issue of estimating and predicting the productivity coefficients of production wells in development of oil fields of the Upper Kama region is one of the topical and priority.

**The main aim** of the study is to obtain empirical dependencies for operational prediction of natural fracturing parameters and productivity of producing wells on commercial data.

**Objects:** Tournay–Famennian carbonate deposits of the Solikamsk depression fields of the Perm region.

**Methods.** The work is based on literature materials and research of scientists in this field. Studies are based on actual field materials of geophysical, hydrodynamic studies conducted in the oil fields of the Upper Kama region; the data of laboratory studies of core material and rock sections.

**Results.** The authors have determined the relative capacitive characteristics of the fractures, the coefficients of the flow between the fractures and the matrix, and the average fractures openness, as well as their dynamics with decreasing bottomhole and reservoir pressures during deposits exploration. A system of empirical relationships was developed and justified for estimating and predicting the average openness and relative fractures capacity, the coefficients of flow between the matrix and fractures, as well as the productivity of producing wells in developing oil deposits with carbonate reservoirs.

### Key words:

Litho-facies zones, carbonate reservoirs, natural fractures, fracture opening, relative fracture capacity, well productivity.

### REFERENCES

1. Viktorin V.D. *Analiz effektivnosti vskryitiya treshchinnykh i treshchinno-porovykh karbonatnykh kollektorov turneysko-famenskogo kompleksa na neftyanykh mestorozhdeniyakh Solikamskoy depressii: otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote* [Analysis of the effectiveness of the opening of fractured and fissured-porous carbonate reservoirs of the Tournaisian-Famennian complex at the oil fields of the Solikamsk depression]. Perm, Neftgazservis LLC Publ., 2001. 150 p.
2. Denk S.O. *Kollektorskie svoystva i voprosy razrabotki neftenosnykh rifovykh tolshch Priuralya* [Collector properties and issues of development of oil-bearing reef strata of the Urals]. Perm, State Technical University Publ., 1997. 324 p.
3. Denk S.O. *Netipichnye produktivnye obekty Permskogo Preduralya* [Untypical productive objects of the Perm Ural region]. Perm, PermNIPneft Publ., 1997. 328 p.
4. Putilov I.S. *Razrabotka tekhnologiy kompleksnogo izucheniya geologicheskogo stroeniya i razmeshcheniya mestorozhdeniy neftei i gaza* [Development of technologies for a comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ. house, 2014. 285 p.
5. Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoshchekov S.N., Savitsky Ya.V., Cherepanov S.S. Application of the X-ray tomography method in petrophysical studies of the core of oil and gas deposits. *Geology and geophysics*, 2015, vol. 56, no. 5, pp. 995–1007. In Rus.
6. Efimov A.A., Savitsky Ya.V., Galkin S.V., Shapiro S. Experience in the study of the core of carbonate deposits by the X-ray tomography method. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2016, no. 18, pp. 23–32. In Rus.
7. Savitsky Ya.V. Modern possibilities of the method of X-ray tomography in the study of the core of oil and gas deposits. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2015, no. 15, pp. 28–37. In Rus.
8. Gladkov E.A. On the polygenic nature of the formation of hydrocarbon-containing fractured-cavernous carbonate reservoirs. *Drilling and oil*, 2011, no.10, pp. 16–19. In Rus.
9. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Shustov D.V., Antonenko A.A., Krasilnikova N.B. Experimental and analytical studies of the change in fracture permeability due to the closing of cracks. *Oil Industry*, 2013, no. 4, pp. 40–43. In Rus.
10. Nakaznaya L.G. *Filtratsiya zhidkosti i gaza v treshchinovatykh kollektorakh* [Filtration of liquid and gas in fractured reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 184 p.
11. Matonti C., Guglielmi Y., Viseur S., Garambois S., Marié L. P-wave velocity anisotropy related to sealed fractures reactivation tracing the structural diagenesis in carbonates. *Tectonophysics*, 2017, no. 705, pp. 80–92.
12. Khranchenkov M.G., Korolev E.A. Dynamics of fracture growth in oil saturated carbonate beds of the Republic of Tatarstan. *Oil Industry*, 2017, no. 1, pp. 54–57. In Rus.

13. Zhang L., Wu G.H., He S., She Z.C., Pan Y.Y. Structural diagenesis in carbonate fault damage zone: A case study of the No. 1 fault zone in the Tarim basin *Yanshi Xuebao. Acta Petrologica Sinica*, 2016, vol. 32 (3), pp. 922–934.
14. Das S., Hendrix A., Stone D., Neithalath N. Flexural fracture response of a novel iron carbonate matrix – glass fiber composite and its comparison to portland cement-based composites. *Construction and Building Materials*, 2015, no. 93, pp. 360–370.
15. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. *Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin* [A guide to well investigation]. Moscow, Nauka Publ., 1995. 523 p.
16. Orekhov A.N., Amani Mangua M.M. Informativeness of geometric attributes for predicting fracture of reservoirs using an example of a hydrocarbon field in the Tomsk Region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 9, pp. 230–238. In Rus.
17. Bourdet D. *Well test analysis: the use of advanced interpretation models*. Amsterdam, Elsevier Science, 2002. 438 p.
18. Cherepanov S.S. Complex study of the fracturing of carbonate deposits by the method of Warren-Rut using data from seismic facies analysis (on the example of the tour-Famennian deposit of the Ozeroye deposit). *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2015, no. 14, pp. 6–12. In Rus.
19. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Determination of fracture parameters of rocks on the basis of complex analysis of core data, hydrodynamic and geophysical studies of wells. *Oil Industry*, 2014, no. 2, pp. 94–96. In Rus.
20. Mordvinov V.A., Martyushev D.A., Puzikov V.I. Evaluation of the effect of the natural fracturing of the reservoir on the dynamics of the productivity of producing wells of a complexly built oil deposit. *Oil Industry*, 2014, no.11, pp. 120–122. In Rus.
21. Miranda T.S., Barbosa J.A., Gale J.F.W., Correia O.J., Alencar M.L. *Natural fracture characterization in aptian carbonates, Araripe Basin. NE Brazil 76<sup>th</sup> European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2014: Experience the Energy – Incorporating SPE EUROPEC 2014*. Amsterdam, Netherlands, 2014. pp. 1671–1675.
22. Fidan E., Darous C., Bloushi T., Dashti Q.M., Al-Mutairi M.D. Comprehensive multiple fracture pressure analysis tests to appraise and develop unconventional organic-rich carbonaceous shales in North Kuwait. *Society of Petroleum Engineers – SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. The Woodlands, Texas, USA, 2014. pp. 121–133.
23. Begma D.S., Belkina V.A. Lithological and facial features of the structure of the Upper Jurassic deposits T. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 1, pp. 109–122. In Rus.
24. Isaeva O.A., Chernyshov A.I. Lithologo-petrographic features and reservoir properties of rocks of the horizon AB1 of the Las-Egansk oil field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 7, pp. 6–12. In Rus.
25. Reiss L.H. *The reservoir engineering aspects of fractured formations*. Paris, Institut francais du petrole, 1980. 110 p.
26. Achinta Bera, Hadi Belhaj. A comprehensive review on characterization and modelong of thick capillary transition zones in carbonate reservoirs. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, December 2016, vol. 16, pp. 76–89.
27. Jin X., Dou Q., Hou J., Huang Q., Sun Y., Jiang Y., Li T., Sun P., Sullivan Ch., Adersokan H., Zhang Zh. Rock-physics-model-based pore type characterization and its implication for porosity and permeability qualification in a deeply-buried carbonate reservoir, Changxing formation, Lower Permian, Sichuan Bain. *China Journal of Petroleum Science and Engineering*, May 2017, vol. 153, pp. 223–233.
28. Hosa A., Wood R. Quantifying the impact of early calcite cementation on the reservoir quality of carbonate rocks: a 3D process-based model. *Advances in Water Resources*, June 2017, vol. 104, pp. 89–104.
29. Menke H.P., Bijeljic B., Blunt M.J. Dynamic reservoir -condition microtomography of reactive transport in complex carbonates: effect of initial pore structure and initial brine pH. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1 May 2017, vol. 204, pp. 267–285.
30. Khanna A., Neto L.B., Kotousov A. Effect of residual opening on the inflow performance of a hydraulic fracture. *International Journal of Engineering Science*, 2014, no. 74, pp. 80–90.
31. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no. 61, pp. 223–230.

Received: 15 December 2018.

#### Information about the authors

**Dmitry A. Martyushev**, Cand Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Roman A. Zaytsev**, engineer of the 1<sup>st</sup> category, branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

УДК 004.942.001.57

## ПОСТРОЕНИЕ АНИЗОТРОПНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ПРИМЕРЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ермеков Роман Игоревич<sup>1</sup>,  
trommka@mail.ru

Коровин Михаил Олегович<sup>1</sup>,  
korovinmo@hw.tpu.ru

Меркулов Виталий Павлович<sup>1</sup>,  
merkulovvp@hw.tpu.ru

Чернова Оксана Сергеевна<sup>1</sup>,  
chernovaos@hw.tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** исследования определена тем, что наличие адаптированной под исторические данные эксплуатации геолого-гидродинамической модели месторождения является мощным инструментом, с помощью которого инженеры имеют возможность проводить мониторинг текущей ситуации и рассматривать эффективность предлагаемых решений в ближайшем будущем. Поэтому для получения достоверных результатов весьма важным является качество построения модели коллекторов с учётом их геологических особенностей. Одной из таких особенностей можно считать анизотропию проницаемости. Весьма важной она является при рассмотрении коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, к разработке которых на текущий момент активно начали приступать нефтегазодобывающие компании.

В цели данной работы входила оценка влияния анизотропии проницаемости на поведение гидродинамической модели продуктивного коллектора нефтяного месторождения.

**Объектом** исследования является одно из нефтяных месторождений Томской области, состоящее из терригенных отложений. Особенностью месторождения является его месторасположение в системе сложных локальных поднятий разного порядка. Основной продуктивный коллектор представлен юрскими отложениями, сформировавшимися в регрессивно-трансгрессивную серию осадконакопления и имеющими сложное распределение фильтрационно-емкостных свойств.

**Методы** исследования основаны на построении модели месторождения и проведении гидродинамических расчётов, включающих подбор близкого к реальности значения анизотропии проницаемости на основе промысловых данных, оптимизацию ранее существующей системы разработки, а также построение и анализ карт разработки.

В результате исследования было установлено, что упущение анизотропии проницаемости приводит к завышению накопленных показателей разработки месторождений. Было получено, что повышение величины анизотропии не всегда приводит к росту накопленной добычи нефти, что несомненно подчеркивает особенность геологического строения коллектора. На завершающем этапе был проведён гидродинамический расчёт разработки в срок на 15 лет, по результатам которого также сделаны выводы о правильности применения операций по повышению нефтеотдачи.

### Ключевые слова:

Анизотропия проницаемости, масштаб анизотропии, направленность анизотропии, гидродинамическое моделирование, система разработки.

### Введение

Общеизвестно что проницаемость является векторной величиной и её изменение происходит в трёх взаимно ортогональных плоскостях [1]. Как следствие, проницаемость можно представлять как тензор третьего порядка и рассматривать как прямоугольный параллелепипед:

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix},$$

где  $k_{xx}$ ,  $k_{yy}$ ,  $k_{zz}$  – элементы главной диагонали матрицы, являющиеся ортогональными к плоскостям параллелепипеда. Однако при таком представлении описание явления анизотропии проницаемости сильно усложняется и пока не имеет решения. Поэтому в общем случае принимается упрощенное

представление, суть которого заключается в предположении вектора проницаемости как тензора второго порядка:

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{ii} & k_{ij} \\ k_{ji} & k_{jj} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где  $i, j$  – индексы, характеризующие определенное направление вектора  $(x, y, z)$ . Допущением здесь является то, что касательные составляющие  $k_{ij}=k_{ji}=1$  (рис. 1).

Внесение описанного допущения является мерой вынужденной, но тем не менее уже позволяющей проводить исследование явления, которое подкреплено достаточно хорошей математической основой.

Некоторые авторы связывают явление анизотропии проницаемости с литолого-петрофизической неоднородностью пород коллекторов. Под ней

в общем случае понимается существование согласованных изменений в структуре и текстуре горной породы, которые определенно ориентированы в пространстве. На данный момент хорошо известно, что создание таких согласованных изменений происходит по двум причинам: взаимодействие нескольких обстановок осадконакопления при формировании резервуара и влияние последующих постседиментационных процессов.

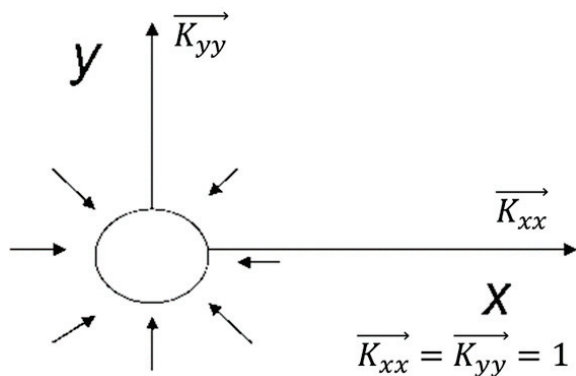


Рис. 1. Упрощенное представление об анизотропии проницаемости [2. С. 12]

Fig. 1. Simplified view of permeability anisotropy [2. P. 12]

Формирование резервуара в различных обстановках осадконакопления имеет ключевое влияние на конечную структуру и текстуру слагающих его пород. Это связано как с типом материала осадка зёрен, так и с их размером и сортировкой. Последние имеют прямую зависимость от величины энергии, при которой происходит их перемещение от места их формирования до места осаждения. Известно, что основным транспортировщиком осадков является вода. Именно направление движения основного потока измельчает, дробит, сортирует и вытягивает зёрна в определенном направлении. Это приводит к тому, что направление осадка, которое соответствует направлению вытянутости зёрен имеет в конечном счёте улучшенные фильтрационные свойства, чем в ортогональном. При смене обстановки осадконакопления происходят серьезные изменения в литолого-петрофизическом состоянии. Однако такие процессы не являются мгновенными и происходят длительное время. После формирования резервуара его дальнейшее погружение может сопровождаться значительным проявлением вторичных процессов. Такими процессами могут являться тектонические движения, приводящие к деформации пород, процессы метасоматизма, цементация, карбонатизация и т. д. Все рассмотренные явления формируют конечные неоднородные фильтрационные характеристики горных пород, что и проявляется в явлении анизотропии проницаемости [3].

Таким образом, анизотропию проницаемости можно характеризовать как направленность, так и масштаб проявления. Она является ещё одной важной геологической характеристикой резервуара, которую необходимо учитывать при постро-

ении геологической модели для получения в дальнейшем более корректных результатов гидродинамических расчётов.

### Построение геологической и гидродинамической моделей

В данной работе все гидродинамические расчёты выполнялись в ПО Petrel Schlumberger [4]. Для построения модели пласта были использованы следующие входные данные:

- 1) координаты положения устьев двадцать одной скважин и их альтитуды;
- 2) инклинометрия скважин;
- 3) структурная карта подошвы Баженовской свиты, полученная по сейсмическим данным;
- 4) отбивки пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, выявленные по каждой скважине;
- 5) интерпретированные каротажные данные.

Процесс геологического моделирования состоит из четырех стадий:

1. Структурное моделирование и построение ячеистой модели.
2. Фациальное моделирование.
3. Петрофизическое моделирование.
4. Моделирование флюидонасыщения.

### Структурное моделирование

Первым шагом при структурном моделировании являлся загрузка каждой скважины по заданным координатам и инклинометрии. Далее проводилось создание структурной карты поверхности, которая проецировалась по отбивкам пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Сама структурная карта создавалась с помощью метода интерполяции и была обрезана по размеру рассматриваемого участка.

На втором шаге проводилось построение ячеистой модели. Размер ячеек по горизонтали был выбран 50×50 м ввиду малых размеров рассматриваемого участка. Размер ячеек по вертикали составил 0,5 м. Такая величина позволила не упустить малые пропластки при фациальном моделировании данных ГИС и не затрачивать много времени на проведение расчётов на более малой сетке. Сам размер был выбран посредством анализа диапазона значений от 0,2 до 0,7 м.

В заключение можно отметить, что размер созданной ячеистой модели составил 5×5 км по горизонтали и 21,8 м по вертикали. Количество ячеек составило 1040000.

### Фациальное моделирование

Согласно исходным данным, интерпретированные каротажные данные содержали в себе разбиение на фации по гидродинамическим единицам потока [5]. Для построения фациальной модели был использован метод Truncated Gaussian simulation, применяемый как метод, хорошо характеризующий гетерогенные резервуары и обстановки, имеющие неравномерное чередование петрофизических свойств, что справедливо для описываемой обстановки прибрежных баровых песчаников [6].

Далее, согласно общим правилам, происходило создание куба фаций через определение параметров вариограмм. Сами параметры отражены в табл. 1 и были взяты как рекомендуемые [7]. Параметры вариограмм для моделирования самих фаций подбирались в соответствии с их процентом, представленным по всей мощности пласта (табл. 2). Фация восемь является фацией, представляющей неколлектор (рис. 2).

Таблица 1. Параметры вариограммы для фациального моделирования

Table 1. Variogram parameters for facies modeling

Пласт Layer	Тип вариограммы Variogram type	Корреляционная длина, м Correlation length, m
Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Главная (Major)	18000
	Второстепенная (Minor)	17800
	Вертикальная (Vertical)	33,36

Таблица 2. Параметры вариограмм для каждой фации

Table 2. Variogram parameters for each facies

Фация Facies	Процент от мощности, % Percentage of thickness, %	Мощность, м Thickness, m	Ранг, м Range, m	Наргет, м Nugget, m
1	2,34	0,498	0,998	0,0001
2	1,7	0,362	0,714	0,0001
3	4,84	1,029	1,265	0,0001
4	6,26	1,332	1,363	0,0001
5	12,51	2,661	3,302	0,2586
6	6,96	1,480	2,081	0,2279
7	23,68	5,036	6,432	0,3239
8	41,71	8,872	12,388	–

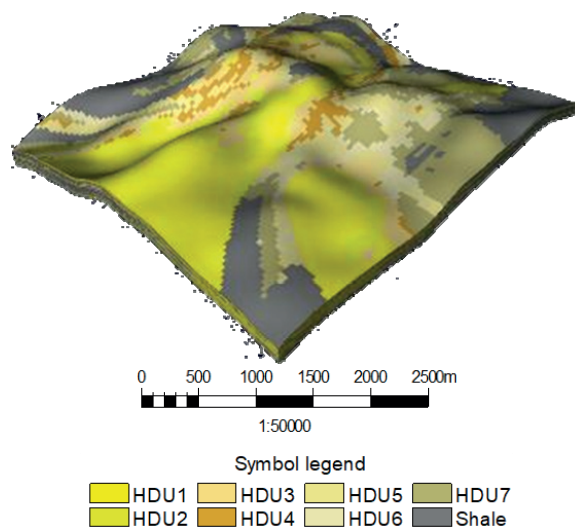


Рис. 2. Фациальная модель пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

Fig. 2. Facies model of Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> layer

Следующим шагом в расчётах стало рассмотрение влияния на поведение модели внедрения латеральной анизотропии проницаемости. Для этого куб проницаемости модели был умножен на коэффициент 1,48 в направлении оси X, в то время как к направлению Y был применен коэффициент 0,67 в соответствии с результатами расчётов ани-

зотропии [8–11]. Итоги проведенного модельного расчёта в этом случае представлены в табл. 3 и на рис. 3, 4, где в табл. 3  $a_z$  – величина вертикальной анизотропии (vertical anisotropy),  $Q_o$  – накопленная добыча нефти (cumulative oil production),  $Q_w$  – накопленная добыча воды (cumulative water production),  $Q_{inj}$  – накопленная закачка воды (cumulative water injection), КИН – коэффициент извлечения нефти (oil recovery factor).

Таблица 3. Результаты вариации вертикальной и латеральной анизотропий

Table 3. Results of vertical and lateral anisotropy variation

Сценарий, млн м <sup>3</sup> /Scenario, MM m <sup>3</sup>			
$a_z$	Пессимистичный Pessimistic	Наиболее вероятный Most likely	Оптимистичный Optimistic
0,1	0,1	0,5	0,86
$Q_o$	1,785	2,031	1,975
$Q_w$	1,017	1,321	0,935
$Q_{inj}$	2,634	3,246	2,763
КИН ORF	0,134	0,153	0,148

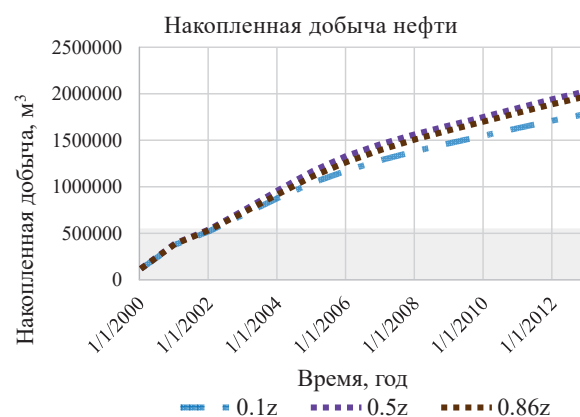


Рис. 3. Сравнение накопленной добычи нефти между тремя вариантами анизотропной модели

Fig. 3. Comparison of cumulative oil production between three variants of anisotropy models

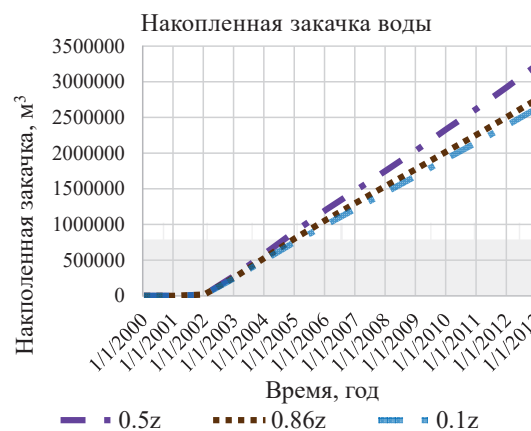


Рис. 4. Сравнение накопленной закачки воды между тремя вариантами анизотропной модели

Fig. 4. Comparison of cumulative water injection between three variants of anisotropy models

С одной стороны, результаты расчётов имеют схожие тенденции, как и при изменениях значения вертикальной анизотропии, с другой, внедрение латеральной анизотропии в модельный расчёт в общем увеличило значения параметров разработки ( $Q_o$ ,  $Q_w$ ,  $Q_{inj}$ ). Таким образом, результаты гидродинамических расчётов подтверждают, что учёт анизотропии проницаемости является важным, так как позволяет получить более близкое к реальности строение резервуара. В дальнейшем это облегчает процесс адаптации модели под исторические данные разработки и повышает степень уверенности в её результатах при прогнозе.

#### Оптимизация системы разработки и выводы

Для оценки эффекта влияния анизотропии проницаемости далее было проведено сравнение поведения коллектора в изотропном и анизотропном случаях. Результаты расчётов представлены в табл. 4 и рис. 5–7.

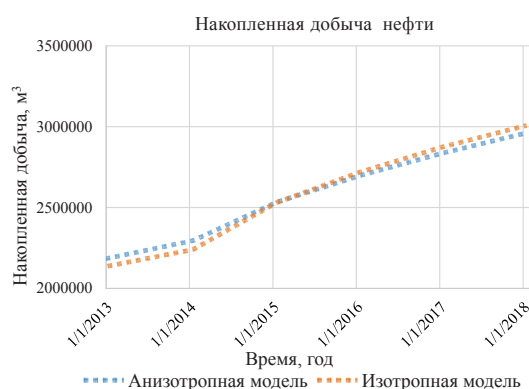


Рис. 5. Сравнение накопленной добычи между изотропной и анизотропной моделями

Fig. 5. Comparison of cumulative production between isotropy and anisotropy models

Из результатов на рис. 5 видно, что накопленная добыча нефти по изотропной модели оказалась выше накопленной добычи нефти по анизотропной модели. Такой результат указывает на то, что улучшение из модельного построения анизотропии может приводить к завышению параметров разработки, что может привести не только к завышению ожидаемой добычи, но и к неправильным экономическим расчётам. Этот факт вновь подтверждает значительное влияние анизотропии проницаемости на процесс моделирования разработки месторождения. В завершение был проведён расчёт на анизотропной модели, учитывающий решения по проведению ГРП в скважинах кандидатов и уплотняющего бурения добывающих и нагнетательных скважин на срок 15 лет (с 2013 г. по 2028 г.). Результаты этих расчётов приведены в табл. 4 и рис. 6, 7, где STOIP – остаточные геологические запасы нефти, (в млн м³), OWC External – внешний контур водонефтяного контакта (ВНК), OWC Internal – внутренний контур ВНК, Boundary – границы участка, Oil – нефтедобывающие скважины, In-

jection water – водонагнетательные скважины. Важным выводом из результатов является то, что учёт анизотропии проницаемости позволяет определить наиболее вероятное движение флюидов и трещин, создаваемых при проведении ГРП, что подтверждается модельными расчётами [12]. Это видно на рис. 6, так как начиная с 2013 г. происходит выполнение операций ГРП и резко увеличивается добыча жидкости в добывающих скважинах, находящихся на параллельной оси с нагнетательными скважинами. Уплотняющее бурение добывающих скважин с горизонтальными стволами вдоль оси улучшенных свойств позволило существенно повысить добычу нефти до уровней, близких к начальному периоду разработки участка [13]. Этому также поспособствовало бурение боковых стволов на добывающих скважинах в зонах с ухудшенными свойствами, что привело к увеличению выработки остаточных запасов в таких зонах. Также уплотняющее бурение было выполнено и для нагнетательных скважин. Можно отметить, что в результате этого происходит резкое увеличение добычи жидкости с большим количеством воды и с 2018 г. происходит перекомпенсация пластового давления системой поддержания пластового давления (ППД). Однако, несмотря на данное следствие, это также внесло существенный вклад в эффективность разработки залежи и позволило продолжать рентабельную добычу углеводородов в условиях повышенной обводнённости [14–20]. Начиная с 2023 г. произойдет поэтапное отключение части нагнетательных скважин.

Таблица 4. Результаты расчётов улучшенной системы разработки

Table 4. Calculation results of improved development system

	Параметры разработки, млн м³ Development parameters, MM m³	
	5 лет (years)	15 лет (years)
$Q_o$	3,046	3,700
$Q_w$	5,237	11,998
$Q_{inj}$	8,745	16,607
КИН/ORF	0,231	0,278

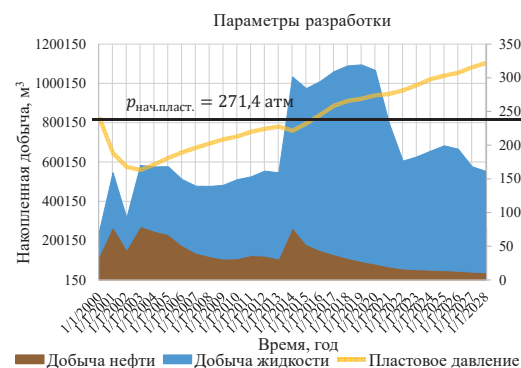


Рис. 6. Накопленная добыча по нефти и жидкости и динамика пластового давления выбранного варианта разработки до 2028 г.

Fig. 6. Accumulation of oil and liquid production and reservoir pressure dynamic of selected development option until 2028

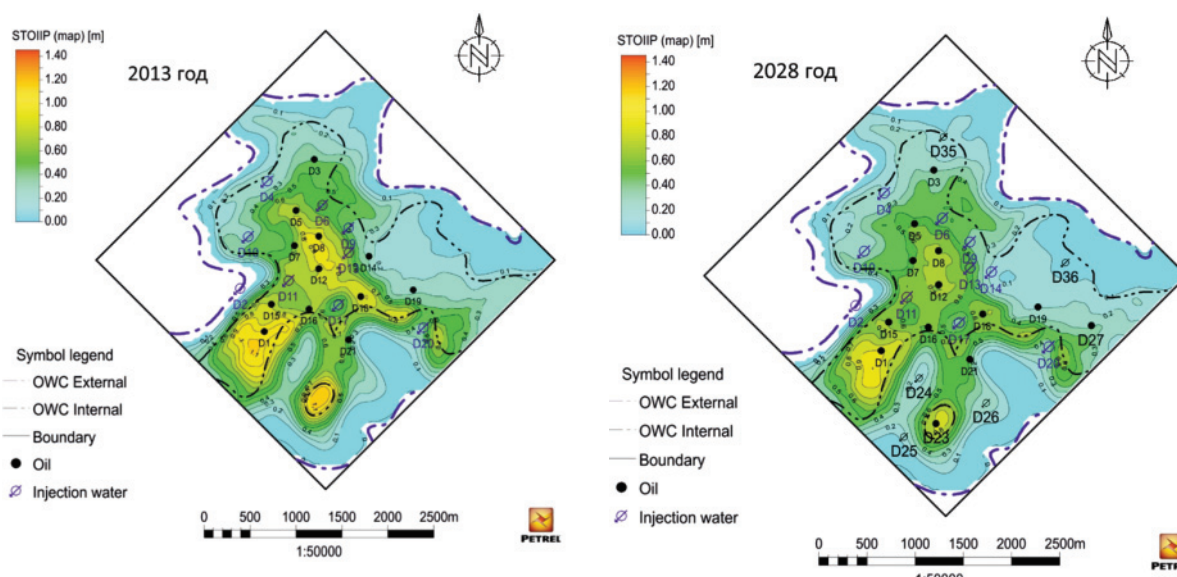


Рис. 7. Карты остаточных запасов

Fig. 7. Maps of remaining oil in place

### Заключение

Таким образом, введение в геолого-гидродинамическую модель величин вертикальной и латеральной анизотропии проницаемости имеет существенное влияние на поведение коллектора. Как показали результаты расчётов, построение изотропной модели может привести к упущению из

накопленного показателя по добычи нефти до 1 % от того же значения по изотропной модели. Как следствие, при дальнейшем моделировании предлагаемых операций по увеличению нефтеотдачи данное отклонение будет только увеличиваться, что будет создавать искажённую картину разработки.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 296–303.
2. Two-dimensional flow in a porous medium with general anisotropy Department of Mathematical Sciences and Technology (Norwegian University of Life Sciences). 2004. Available at: [http://www.cost734.eu/reports-and-presentations/6th-management-committee-meeting-in-oscarsborg/oscarsborg\\_p14.pdf](http://www.cost734.eu/reports-and-presentations/6th-management-committee-meeting-in-oscarsborg/oscarsborg_p14.pdf) (дата обращения 05.08.2018).
3. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Литолого-петрофизическая анизотропия песчано-глинистых коллекторов нефтяных месторождений // Научно-технический вестник ЮКОС. – 2004. – № 10. – С. 33–36.
4. Петрель разработка. Общая информация // Интегрированные программные решения «Шлюмберге». 2018. URL: [http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel\\_reservoir\\_engineering](http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel_reservoir_engineering) (дата обращения 05.08.2018).
5. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436. 68<sup>th</sup> Ann. Tech. Conf. and Exhibit. – Houston, Tx., 1993. – P. 205–220.
6. Geostatistical conditional simulation // PetroWiki. 2018. URL: [https://petrowiki.org/Geostatistical\\_conditional\\_simulation](https://petrowiki.org/Geostatistical_conditional_simulation) (дата обращения: 06.08.2018).
7. Панков М.В. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения: отчёт. – Томск: Центр профессиональной подготовки специалистов нефтегазового дела, 2004. – 425 с.
8. Gray D.H., Fatt I., Bergamini G. The effect of stress on permeability of sandstone cores. – California: Society of Petroleum Engineers, 1963. – V. 3. – P. 95–99.
9. Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy // Schlumberger Evaluation & Production Services. – 1993. – V. 12. – P. 489–495.
10. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach // Oilfield Review. – 1994. – V. 4 – P. 24–35.
11. Коровин М.О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа // Геофизика. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 87–92.
12. Жабров И.П., Стуканогов Ю.А. Зависимость нефтеотдачи от направления вытеснения нефти водой из анизотропных по проницаемости пластах // Геология нефти и газа. – 1992. – № 8. – С. 34–36.
13. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin // SPE Rocky Mountain Regional: Low permeability reservoirs symposium. – Denver, USA, March 12–15, 2000. – 12 p.
14. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing // Journal of Petroleum Technology. – February, 2018. – V. 70. – P. 66–68.
15. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock // 52<sup>nd</sup> U.S. Rock mechanics/geomechanics symposium. – Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. – 7 p.
16. Abedi R., Clarke P.L. Modeling of rock inhomogeneity and anisotropy by explicit and implicit representation of microcracks // 52<sup>nd</sup> U.S. Rock mechanics/geomechanics symposium. – Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. – 11 p.

17. Zhang Z., Du J. Reservoir characterization using perforation shots: anisotropy and attenuation // SEG International Exposition and Annual Meeting. – Anaheim, California, USA, 14–19 October, 2018. – 5 p.
18. Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smirnov A. Method of anisotropy modeling and its application to hydrodynamic simulation // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15–17 October, 2018. – 9 p.
19. Pan Y., Medhat M.K., Wayne N. Fieldwide determination of directional permeabilities using transient well testing // SPE reservoir evaluation & engineering. – May, 2019. – V. 22. – 11 p.
20. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology: SPE European featured at 81<sup>st</sup> EAGE Conference and Exhibition. – London, England, UK, 3–6 June, 2019. – 19 p.

*Поступила 29.10.2019 г.*

#### **Информация об авторах**

**Ермеков Р.И.**, аспирант направления «Геология, разведка и разработка полезных ископаемых» Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Коровин М. О.**, кандидат геолого-минералогических наук, инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Меркулов В.П.**, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий эксперт Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Чернова О.С.**, доктор геолого-минералогических наук, ведущий эксперт Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 004.942.001.57

## CONSTRUCTION OF ANISOTROPY SIMULATION MODEL AND STUDYING THE EFFECT OF PERMEABILITY ANISOTROPY ON THE EXAMPLE OF FIELD UNIT MODELING

Roman I. Ermekov<sup>1</sup>,

trommka@mail.ru

Mikhail O. Korovin<sup>1</sup>,

korovinmo@hw.tpu.ru

Vitaliy P. Merkulov<sup>1</sup>,

merkulovvp@hw.tpu.ru

Oksana S. Chernova<sup>1</sup>,

merkulovvp@hw.tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**The relevance** of the research is determined by the fact that the availability of a geological and simulation model of a field adapted to historical data is a powerful tool, which helps engineers control development and consider the effectiveness of the proposed solutions in the near future. Therefore, to obtain reliable results, the quality of constructing reservoir model, taking into account their geological features, is very important. The permeability anisotropy can be considered as one of these models. It is especially important when considering reservoirs with low poroperm properties, the development of which is currently actively started.

**The object** of the study is one of oil fields of the Tomsk region, consisting of terrigenous sediments. A feature of the field is its location in the system of complex local lifted blocks of various orders. The main productive reservoir is represented by Jurassic sediments, which formed in a regressive-transgressive sedimentation series and having a complex distribution of poroperm properties.

**The research methods** are based on constructing a field model and conducting simulation calculations, including the selection of permeability anisotropy close to reality, adaptation of an existing development system, as well as construction and analysis of development maps.

**The aim of the research** includes the assessment of the effect of permeability anisotropy on behavior of reservoir simulation model of oil fields.

**The aim of the research.** It was found that the omission of permeability anisotropy leads to overestimation of cumulative fluid production of field development. Moreover, an increase of anisotropy magnitude does not always lead to increase in cumulative oil production, which undoubtedly emphasizes the peculiarity of geological structure of reservoir. In conclusion, a simulation calculation of the development was carried out in a period 15 years, the results of which also led to conclusions about correctness of use of operations to increase oil recovery.

### Key words:

Permeability anisotropy, anisotropy scale, anisotropy direction, simulation modeling, development strategy.

### REFERENCES

1. Merkulov V.P., Krasnoshchekova L.A. Study of spatial litho-petrophysical heterogeneity of productive collectors of oil and gas deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2002, vol. 305, no. 6, pp. 296–303. In Rus.
2. *Two-dimensional flow in a porous medium with general anisotropy Department of Mathematical Sciences and Technology (Norwegian University of Life Sciences)*. 2004. Available at: [http://www.cost734.eu/reports-and-presentations/6th-management-committee-meeting-in-oscarsborg/oscarsborg\\_p14.pdf](http://www.cost734.eu/reports-and-presentations/6th-management-committee-meeting-in-oscarsborg/oscarsborg_p14.pdf) (accessed 05 August 2018).
3. Krasnoshchekova L.A., Merkulov V.P. Litologo-petrofizicheskaya anizotropiya peschano-glinistyykh kollektorov neftyanykh mestorozhdeniy [Lithology-petrophysical anisotropy of sand-clay collectors of oil fields]. *Nauchno-tehnicheskiiy vestnik YUKOS*, 2004, vol. 10, pp. 33–36.
4. *Petrel development. General information*. 2018. Integrated software solutions «Gateway». Available at: [http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel\\_reservoir\\_engineering](http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel_reservoir_engineering) (accessed 05 August 2018).
5. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436. *68<sup>th</sup> Ann. Tech. Conf. and Exhibit*. Houston, Tx., 1993. pp. 205–220.
6. Geostatistical conditional simulation. 2018. *PetroWiki*. Available at: [https://petrowiki.org/Geostatistical\\_conditional\\_simulation](https://petrowiki.org/Geostatistical_conditional_simulation) (accessed 06 August 2018).
7. Pankov M.V. *Analiz razrabotki Krapivinskogo neftyanogo mestorozhdeniya: otchet* [Analysis of development of the Krapivinsky oil field: report]. Tomsk, Center for Professional Retraining of Oil and Gas Specialists, 2004. 425 p.
8. Gray D.H., Fatt I., Bergamini G. *The effect of stress on permeability of sandstone cores*. California, Society of Petroleum Engineers, 1963. Vol. 3, pp. 95–99.
9. Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy. *Schlumberger Evaluation & Production Services*, 1993, vol. 12, pp. 489–495.
10. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach. *Oilfield Review*, 1994, vol. 4, pp. 24–35.
11. Korovin M.O. Specializirovanny analiz kerna dlya izucheniya anizotropii kollektorov nefti i gaza [Specialized analysis of core for study of anisotropy of oil and gas collectors]. *Geofizika*, 2014, vol. 1, pp. 87–92.
12. Zhabrev I.P., Stukanogov Yu.A. Zavisimost nefteotdachi ot napravleniya vytesneniya nefti vodoy iz anizotropnykh po pronitsaemosti plastakh [Dependence of oil recovery on direction of oil displacement with water from anisotropic by permeability formations]. *Geologiya nefti i gaza*, 1992, vol. 8, pp. 34–36.

13. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin. *SPE Rocky mountain regional: low permeability reservoirs symposium*. Denver, USA, March 12–15, 2000. 12 p.
14. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing. *Journal of Petroleum Technology*, February, 2018, vol. 70, pp. 66–68.
15. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock. *52<sup>nd</sup> U.S. Rock mechanics/geomechanics symposium*. Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. 7 p.
16. Abedi R., Clarke P.L. Modeling of Rock Inhomogeneity and Anisotropy by Explicit and Implicit Representation of Microcracks. *52<sup>nd</sup> U.S. Rock mechanics/geomechanics symposium*. Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. 11 p.
17. Zhang Z., Du J. Reservoir characterization using perforation shots: anisotropy and attenuation. *SEG International Exposition and Annual Meeting*. Anaheim, California, USA, 14–19 October, 2018. 5 p.
18. Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smirnov A. Method of Anisotropy Modeling and its Application to Hydrodynamic Simulation. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 15–17 October, 2018. 9 p.
19. Pan Y., Medhat M.K., Wayne N. Fieldwide determination of directional permeabilities using transient well testing. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, May 2019. Vol. 22, 11 p.
20. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology. *SPE European featured at 81<sup>st</sup> EAGE Conference and Exhibition*. London, England, UK, 3–6 June, 2019. 19 p.

Received: 29 October 2019

#### Information about the authors

**Roman I. Ermekov**, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Mikhail O. Korovin**, Cand. Sc., engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Vitaliy P. Merkulov**, Cand. Sc., leading expert, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Oksana S. Chernova**, Dr. Sc., leading expert, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 51–74

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УПЛОТНЕНИЯ ПРОСАДОЧНЫХ ЛЁССОВЫХ ГРУНТОВ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА ГЛУБИННЫМИ ВЗРЫВАМИ

Тарасенко Елена Олеговна<sup>1</sup>,  
galail@mail.ru

Тарасенко Василий Сергеевич<sup>1</sup>,  
tarasenkovs@mail.ru

Гладков Андрей Владимирович<sup>1</sup>,  
gavandrew@mail.ru

<sup>1</sup> Северо-Кавказский федеральный университет,  
Россия, 355009, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1.

**Актуальность.** Проектирование и строительство зданий и сооружений на лёссовых просадочных грунтах на Северном Кавказе является актуальной проблемой строительства, нацеленной на обеспечение прочности и длительной эксплуатации зданий и сооружений. Актуальность проблемы связана с тем, что лёссовые грунты имеют большую мощность (до 50 м), распространены практически повсеместно (80–85 % площади) и являются основным типом грунтовых оснований во многих городах региона. Как показал анализ литературы по данной тематике, в настоящее время не существует строгого математического описания указанного процесса. Данная работа посвящена математическому моделированию уплотнения просадочных лёссовых грунтов Северного Кавказа глубинными камуфлетными взрывами.

**Цель:** провести математическое моделирование уплотнения просадочных лёссовых грунтов Северного Кавказа глубинными взрывами.

**Объект:** просадочные лёссовые грунты Северного Кавказа.

**Методы:** корректное использование результатов и методов физики твёрдого тела, математики, дифференциальных уравнений, численных методов, геологии, механики грунтов и др., что способствует достижению поставленной цели.

**Результаты.** Анализ основных методов и способов уплотнения лёссовых просадочных грунтов Северного Кавказа показал, что метод глубинных взрывов является наиболее эффективным, мгновенным и экономически выгодным. Разработана математическая модель уплотнения лёссов глубинными взрывами на основе полуэмпирического уравнения диффузии. Она позволяет рассчитать концентрацию и плотность уплотнённого грунта в результате взрыва за заданное время при заданной температуре. Получены зависимости параметров глубинного взрыва, имеющие большое практическое значение, т. к. позволяют на основе лабораторных испытаний грунтов проектировать камуфлетные взрывы в лёссовых просадочных грунтах.

**Ключевые слова:**

Лёсс, просадочный грунт, уплотнение грунта, глубинный взрыв, математическое моделирование.

### Введение

Лёссы занимают около 17 % территории России [1, 2]. Огромные территории (до 80 %) покрыты лёссами в Украине, Средней Азии, Казахстане, Северном Кавказе, Юге России, Восточной, Южной и Западной Сибири [3–5]. Очень часто они встречаются в Белоруссии, Поволжье, Якутии и других районах. Наибольшая территория лёссового грунта находится в Китае.

На Северном Кавказе широкое распространение имеют просадочные толщи II-го типа грунтовых условий. Следует отметить зональный характер залегания просадочных лёссовых грунтов. Глубина лёссов составляет около 50–60 м, местами до 100 м (г. Будённовск, г. Благодарный). Расчётная просадка лёссов от собственного веса достигает 2,5 м. Следует также отметить, что просадочные грунты региона имеют циклическое строение: наблюдается переслаивание горизонтов лёссовых грунтов с погребёнными почвами и лёссовидными суглинками [2, 6].

Лёссовый грунт имеет желтовато-палевый оттенок, представляет собой однородные пористые тонкозернистые породы. Лёссовые грунты богаты пылеватыми частицами. Наличие в лёссовых грунтах макропор даёт возможность глубокого проникновения воды в грунт, что приводит к его быстрому размоканию и неравномерным просадкам. Это можно объяснить низкой водостойкостью в связях между частицами лёссовых грунтов.

Отличительной особенностью лёссовых грунтов является деформация в виде просадки, происходящая под воздействием внешней нагрузки или под собственным весом при условии увлажнения [7, 8].

Анализ результатов исследований специалистов показал, что до 45 % стоимости строительных работ на просадочных лёссовых грунтах направлено на предотвращение деформаций сооружений в следствии просадочности оснований.

Для устранения просадочных свойств лёссовых оснований существуют различные методы. Среди них следует отметить поверхностные и глубинные.

Наиболее распространёнными методами уплотнения лёссовых просадочных грунтов являются следующие:

- метод механического уплотнения лёссовых грунтов тяжелыми трамбовками [5];
- уплотнение грунтовыми набивными сваями; цементация [5];
- метод предварительного замачивания лёссового массива [7];
- метод термического закрепления лёссовых грунтов [2, 9–11];
- электрохимическое закрепление грунтов [5];
- метод силикатизации лёссовых грунтов [2];
- метод глубинных взрывов [9, 12];
- уплотнение подводными взрывами [5].

Многие отечественные и зарубежные учёные модифицировали и уточняли существующие методы и способы уплотнения просадочных лёссовых грунтов, опираясь на требования практики [13–18].

В работе [17] авторы для повышения плотности грунта и ликвидации просадочности предлагают проводить динамическое воздействие на поверхность замоченного (степень влажности 0,6–0,9) лёсса путём периодических синхронных ударов трамбовки, которое осуществляется одновременно как минимум на двух участках. Энергия удара равна 5–15 атм на 1 м<sup>2</sup> площади следа уплотнения.

В.И. Осипов, С.Д. Филимонов и др. [18] предлагают устранять просадочность лёссов путём их уплотнения песчано-цементным раствором в основании зданий и сооружений. Производится нагнетание пульпы для образования трещины гидроразрыва в массиве. Далее уменьшают нагнетание пульпы, таким образом происходит остановка роста трещины. Затем производят замачивание грунта вокруг трещины. И только после этого заполняют их песчано-цементным раствором под давлением.

В.А. Кириллову и Б.Ф. Галаю [16] принадлежит авторское право на Устройство для вытрамбовывания котлованов, которое повышает плотность грунта и снижает его просадочность. При этом повышается эффективность работы вследствие увеличения энергии удара.

Метод уплотнения лёссовых грунтов глубинными взрывами в просадочной толще более 15 м был предложен и впервые применён И.М. Литвиновым в 1973 г. Недостатком метода является извлечение стальной трубы после взрыва. Существенные изменения в метод внесены Б.Ф. Галаем [15], который предложил отказаться от дорогостоящих труб.

Проведя обзор методов уплотнения просадочных грунтов, можно сделать следующие выводы:

- существует множество методов уплотнения лёссовых грунтов и их модификаций и улучшений;
- каждый из методов обладает своими достоинствами и недостатками;
- применение того или иного метода полностью зависит от условий, в которых производится уплотнение просадочного грунта;

- установлено, что метод глубинного взрыва является минимально затратным с повышенным экономическим эффектом, при этом уплотнение следует производить вдали от существующих зданий и сооружений.

#### Разработка математической модели уплотнения просадочных лёссовых грунтов глубинными взрывами

Рассмотрим процесс уплотнения просадочных грунтов сосредоточенными камуфлетными грунтовыми взрывами. Сущность камуфлетирования заключается в образовании уширенной полости путём взрывания заряда взрывчатого вещества (ВВ), заложенного на требуемой глубине. При этом нижняя часть просадочной толщи уплотняется собственным весом вышележащего грунта под действием силы тяжести. После глубинных взрывов производят уплотнение верхнего «буферного» слоя поверхностными методами уплотнения грунтов.

Построим математическую модель диффузии газа в просадочных грунтах в результате сосредоточенного глубинного взрыва на основе полуэмпирического уравнения диффузии, которая даст возможность оценить концентрацию и плотность уплотненного грунта.

Процесс диффузии атомов газа при глубинном грунтовом взрыве от мгновенного точечного источника (сосредоточенный заряд) предлагается описать на основе начально-граничной задачи [19]:

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \sum_{i=1}^3 u_i \frac{\partial q}{\partial x_i} + \alpha q + \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \frac{\partial}{\partial x_i} K_{ij} \frac{\partial q}{\partial x_j} = 0, \quad (1)$$

$$q(t_0, x_1, x_2, x_3) = Q \delta(x_1 - x_1^0) \delta(x_2 - x_2^0) \delta(x_3 - x_3^0), \quad t \in [t_0, T], \quad (2)$$

$$K_{33} \frac{\partial q}{\partial x_3} \Big|_{x_3=x_3^0} = 0, \quad t > t_0 \quad (3)$$

в случае, когда атомы газа отражаются от окружающего его грунта (происходит выброс) на глубине  $x_3^0$  (глубина заложения заряда); начально-граничной задачи (1), (2)

$$q(t, x_1, x_2, x_3) \Big|_{x_3=x_3^0} = 0, \quad t > t_0, \quad (4)$$

в случае, когда газ полностью поглощается окружающим его грунтом; и краевой задачи (1), (2)

$$\left\{ K_{33} \frac{\partial q}{\partial x_3} + \varpi q \right\} \Big|_{x_3=x_3^0} = \{v_s q\} \Big|_{x_3=x_3^0} \quad (5)$$

в случае, когда газ частично отражается и частично поглощается окружающим его грунтом. Здесь  $Q$  – мощность заряда взрывчатого вещества (т. е. количество газа, выброшенного зарядом в момент времени  $t_0$  в точке  $(x_0, y_0, z_0)$ );  $\delta$  – дельта-функция;  $\varpi$  – скорость распространения газа в камуфлетной области под действием гравитации;  $v_s$  – результирующая скорость осадения или прони-

кновения атомов газа в окружающий его грунт. Равенство (5) показывает, что поток газа на окружающий его грунт складывается из двух составляющих: потока сил диффузии  $\left\{ K_{33} \frac{\partial q}{\partial x_3} \right\}_{x_3=x_3^0}$  и гравитации  $\{\varpi q\}_{x_3=x_3^0}$ .

На рис. 1 показано схематическое изображение глубинного грунтового взрыва, когда источник газа (заряд взрывчатого вещества) является сосредоточенным и задан функцией источника  $f$ . Проникновение частиц газа в окружающий его грунт происходит под действием энергии взрыва.

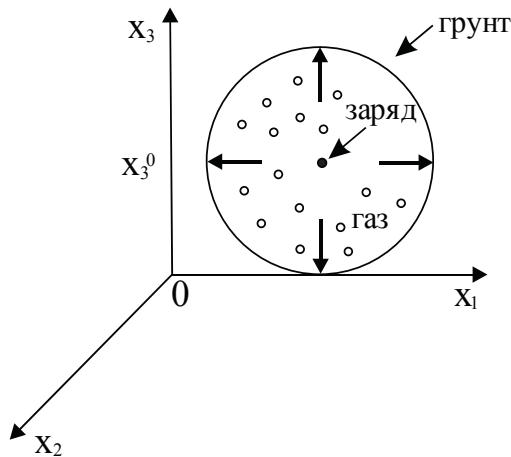


Рис. 1. Схематическое изображение глубинного грунтового взрыва

Fig. 1. Schematic representation of a deep underground explosion

Пусть вектор  $\vec{u}=(u_1, u_2, u_3)$  является постоянным и направлен вдоль горизонтальной оси  $Ox_1$  (т. е.  $u_2=u_3=0$ ), элементы матрицы  $K$  имеют вид:

$$K_{ij} = \begin{cases} \sigma_i^2, & i = j, \sigma_i = \text{const} > 0; \\ 0, & i \neq j, i, j = 1, 2, 3; \end{cases}$$

$\alpha=0$  (т. е. газ не вступает в реакцию с окружающей средой и не разлагается).

Аналитическое решение задач (1)–(3) и (1), (2), (4) можно записать в виде [20]:

$$q(t, x_1, x_2, x_3) = \frac{Q}{(4\pi(t-t_0))^{3/2} \sigma_1 \sigma_2 \sigma_3} \times \exp \left\{ -\frac{(x_1 - u_1(t-t_0))^2}{4\sigma_1^2(t-t_0)} - \frac{x_2^2}{4\sigma_2^2(t-t_0)} \right\} \times \left[ \exp \left\{ -\frac{(x_3 - H)^2}{4\sigma_3^2(t-t_0)} \right\} + \exp \left\{ -\frac{(x_3 + H)^2}{4\sigma_3^2(t-t_0)} \right\} \right]; \quad (6)$$

$$q(t, x_1, x_2, x_3) = \frac{Q}{(4\pi(t-t_0))^{3/2} \sigma_1 \sigma_2 \sigma_3} \times \exp \left\{ -\frac{(x_1 - u_1(t-t_0))^2}{4\sigma_1^2(t-t_0)} - \frac{x_2^2}{4\sigma_2^2(t-t_0)} \right\} \times \left[ \exp \left\{ -\frac{(x_3 - H)^2}{4\sigma_3^2(t-t_0)} \right\} - \exp \left\{ -\frac{(x_3 + H)^2}{4\sigma_3^2(t-t_0)} \right\} \right], \quad (7)$$

где заряд ВВ с мощностью  $Q=\text{const}>0$  действует в момент времени  $t_0$  в точке  $(0, 0, H)$ .

Согласно Руководству по проектированию оснований зданий и сооружений [21], прочность структурных связей лёссовых грунтов можно характеризовать удельным сопротивлением пенетрации  $q_n$ . По сопротивлению пенетрации грунты классифицируют по прочности и делят на очень прочные, прочные, средней прочности и слабые грунты.

Естественные маловлажные лёссы имеют удельное сопротивление пенетрации  $q_n > 2$  кгс/см<sup>2</sup>. Их относят к очень прочным грунтам. Перевести их в разряд среднежестких ( $q_n = 1-2$  кгс/см<sup>2</sup>) или слабых ( $q_n = 0,5-1$  кгс/см<sup>2</sup>) грунтов удастся путём их замачивания. Прочность водонасыщенных лёссовых грунтов увеличивается после разрушения их структурных связей. С этой целью прибегают к уплотнению грунтов глубинными взрывами.

Заметим, что выбор метода нахождения корней дифференциальных уравнений с заданными начальными и граничными условиями (1)–(3) и (1), (2), (4) не является принципиальным. Нами был выбран итерационный метод решения поставленных задач. На рис. 2 представлена блок-схема общего алгоритма решения задачи переноса частиц грунта.

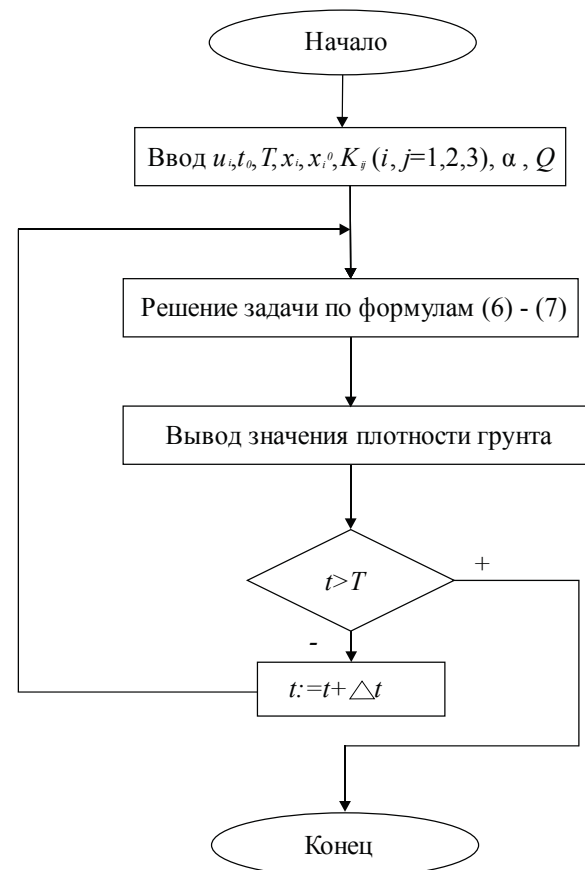


Рис. 2. Главный алгоритм расчета средних значений плотности грунта

Fig. 2. Main algorithm for calculating the average values of soil density

Предложенная математическая модель позволяет описать диффузионное проникновение атомов газа в окружающий его грунт. С её помощью можно рассчитать концентрацию (6), (7) и плотность уплотненного грунта в результате глубинного взрыва за заданное время при заданной температуре.

#### Вычислительный эксперимент проектирования камуфлетных взрывов в просадочных грунтах

В зависимости от вида грунтов, требуемого диаметра камуфлетной полости, глубины заложения ВВ, а также условий строительства образование камуфлета может производиться одним или двумя взрывами, применением кольца зарядов, группированием зарядов по периметру скважины и др. [22].

Для образования камуфлетов заданных размеров вес заряда ВВ можно определить по формуле [22]:

$$C = K_{\Pi} D^3, \quad (8)$$

где  $K_{\Pi}$  – коэффициент сопротивления грунта отжатию взрывом, кг/см<sup>3</sup>.

На рис. 3 представлена зависимость коэффициента сопротивления суглинка отжатию взрывом от его консистенции. Расчёты проводились для массы заряда  $C=1$  кг по формуле (8). Анализ зависимости показал, что для твёрдого суглинка значение коэффициента сопротивления грунта отжатию взрывом составляет 2,6 кг/см<sup>3</sup>, а для текучепластичного суглинка – 0,9 кг/см<sup>3</sup>.

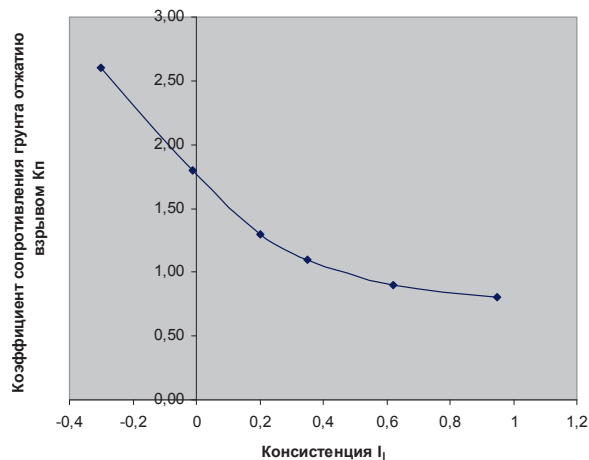


Рис. 3. Зависимость коэффициента сопротивления грунта отжатию взрывом от его консистенции

Fig. 3. Dependence of soil resistance coefficient to release by explosion on its consistency

Из (1) определим диаметр камуфлетной полости  $D$ , м:

$$D = \sqrt[3]{\frac{C}{K_{\Pi}}}. \quad (9)$$

Консистенция глинистых грунтов является надёжным параметром определения диаметра камуфлетной полости (9) в грунтах. На рис. 4 представлена зависимость диаметра камуфлетной полости от консистенции суглинка. Расчёты проводились

для значения  $C=1$  кг (8). Как видно из рис. 4, с увеличением влажности и консистенции суглинка наблюдается расширение диаметра камуфлетной полости. Для твёрдого суглинка диаметр камуфлетной полости составляет 0,58 м, а для суглинка текучепластичного – 1,25 м. Увеличение диаметра камуфлетной полости в два раза в текучепластичном суглинке объясняется резким снижением прочности структурных связей при замачивании дисперсных грунтов.

Из рис. 4 видно, что для грунтов в твёрдом и полутвёрдом состоянии (при показателе консистенции  $I_L$  до 0,2) график имеет пологий наклон, затем в пластичном состоянии увеличение диаметра происходит более интенсивно, а в текучем состоянии график снова приобретает пологий характер.

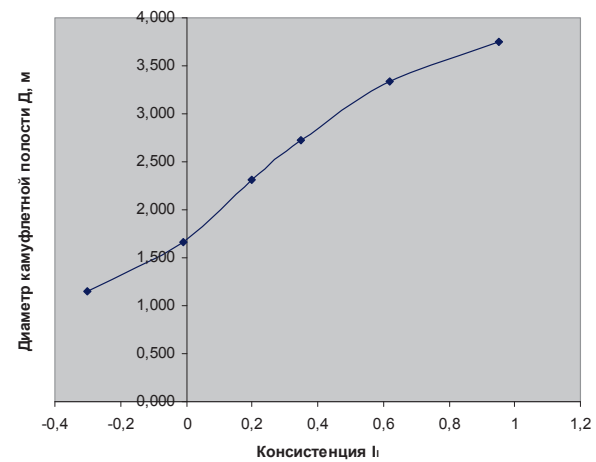


Рис. 4. Зависимость диаметра камуфлетной полости от консистенции грунта

Fig. 4. Dependence of camouflage cavity diameter on soil consistency

На рис. 5 представлена зависимость диаметра камуфлетной полости от модуля деформации для суглинков при различных значениях коэффициента пористости, характеризующего плотность грунта.

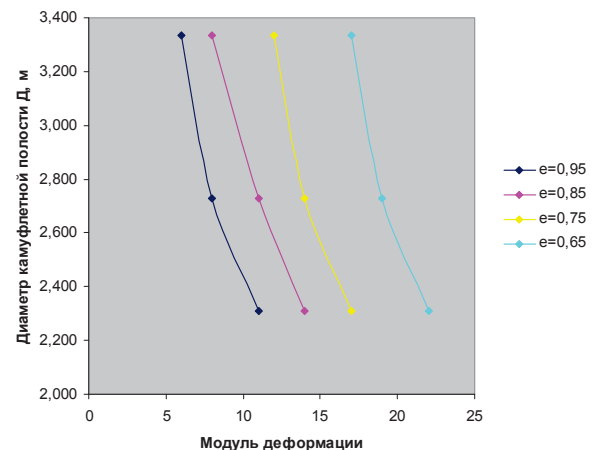


Рис. 5. Зависимость диаметра камуфлетной полости от модуля деформации для различных значений коэффициента пористости  $e$

Fig. 5. Dependence of camouflage cavity diameter on deformation modulus for various values of the porosity coefficient  $e$

Из рис. 5 следует, что в более плотных и более прочных (слабо сжимаемых) грунтах диаметр камуфлетных полостей снижается примерно в 1,5 раза по сравнению с обводненными, сильно деформируемыми суглинками.

Полученные зависимости имеют большое практическое значение, т. к. позволяют на основе лабораторных испытаний глинистых грунтов проектировать камуфлетные взрывы в просадочных и слабых грунтах.

Поставленная нами задача решена для сосредоточенных камуфлетных зарядов. Задачей дальнейших исследований является изучение зависимостей линейных зарядов, которые используются при устройстве буронабивных грунтовых и бетонных свай в слабых, просадочных и других структурно-неустойчивых грунтах.

### Заключение

В ходе анализа основных методов и способов уплотнения просадочных грунтов Северного Кав-

каза установлено, что наиболее эффективным, мгновенным и экономически выгодным является метод глубинных взрывов.

Построена математическая модель глубинного сосредоточенного грунтового взрыва на основе полуэмпирического уравнения диффузии, позволяющая рассчитывать концентрацию и плотность уплотнённого грунта в результате глубинного взрыва за заданное время при заданной температуре и описывающая проникновение атомов газа в окружающий его грунт.

Проведённый вычислительный эксперимент проектирования взрывов позволил получить зависимости, которые имеют большое практическое значение, т. к. позволяют на основе лабораторных испытаний грунтов проектировать камуфлетные взрывы в просадочных и слабых грунтах.

*Авторы выражают признательность доктору геолого-минералогических наук, профессору, профессору кафедры строительства Северо-Кавказского Федерального университета Борису Фёдоровичу Галаю за оказанную помощь при проведении данного научного исследования.*

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лёссовые породы СССР. Т. 1. Инженерно-геологические особенности и проблемы рационального использования / под ред. Е.М. Сергеева, А.К. Ларионова, Н.Н. Комиссаровой. – М.: Недра, 1986. – 273 с.
2. Лёссовые породы СССР. Т. 2. Региональные особенности / под ред. Е.М. Сергеева, В.С. Быковой, Н.Н. Комиссаровой. – М.: Недра, 1986. – 276 с.
3. Лёссовые грунты Северного Кавказа и Крыма (сравнительный анализ) / Б.Ф. Галай, В.В. Сербин, В.С. Плахтюкова, О.Б. Галай // Наука. Инновации. Технологии. – 2017. – № 2. – С. 97–108.
4. Галай Б.Ф. Уплотнение просадочных грунтов глубинными взрывами. – Ставрополь: Изд-во Северо-Кавказского Федерального университета, 2018. – 240 с.
5. Пантюшина Е.В. Лёссовые грунты и инженерные методы устранения их просадочных свойств // Ползуновский вестник. – 2011. – № 1. – С. 127–130.
6. Критические замечания к положениям нормативных документов по оценке просадочности лёссовых грунтов по их физическим характеристикам / Б.Ф. Галай, В.В. Сербин, В.С. Плахтюкова, О.Б. Галай // Инженерные изыскания. – 2016. – № 14. – С. 18–22.
7. Tsukamoto Y., Ishihara K. Analysis on settlement of soil deposits following liquefaction during earthquakes // Soils and Foundation. – 2010. – № 50 (3). – P. 399–441.
8. Consolidation of organic subsoil's by applying underground explosions for formations of vertical sands drains and generating dynamic overloading / E. Dembicki, N. Kisielowa, R. Bona, R. Imiolek, A. Michowski, I. Semrau // Proc. 9 Int. Harbour Congress, Antwerp. – 1988. – P. 5.165–5.170.
9. Ishihara K. New challenges in geotechnique for ground hazards due to intensely strong earthquake shaking // Geotechnical, Geological and Earthquake Engineering. – 2009. – № 11. – P. 91–114.
10. Nishiyama H. Martensitic theory transformations. – New-York: Academic, 1981. – 315 p.
11. Ivanov P.L. Compaction of Cohesionless soils by explosives // Proc. of the VI International Conference on soil mechanics and foundation engineering. – Montreal, 1966. – V. 3. – P. 352–354.
12. Hall C.E. Compacting a dam foundation by blasting // Journal of Soil Mechanics and Foundation Division. – 1962. – V. 88. – № SM3. – P. 31–51.
13. Dynamic consolidation of organic subsoil's by use of hidden underground explosions / E. Dembicki, N. Kisielowa, R. Bona, R. Imiolek, A. Michowski, I. Semrau // Proc. of the II Baltic Conf. S.M.F.E. – Tallinn, 1988. – P. 273–277.
14. Liman A.K. Compaction of Cohesionless foundation soils by explosives // Civil Engineering. – 1940. – V. 10. – Iss. 4. – P. 9–15.
15. Способ возведения буронабивной свай: пат. Рос. Федерация, № 2135691, заявл. 10.11.1998; опубл. 27.08.1999. – 8 с.
16. Кириллов В.А., Галай Б.Ф. Устройство для вытрамбовывания котлованов. Авторское свидетельство СССР № 1214841, 28.02.1986, Бюл. № 8.
17. Крутов В.И., Рабинович И.Г. Способ уплотнения массива лёссового просадочного грунта. Авторское свидетельство Союза Советских Социалистических Республик, № 1308703, 07.05.1987, Бюл. № 17.
18. Способ уплотнения лёссовых грунтов в основании зданий и сооружений: пат. Рос. Федерация, № 2015247, заявл. 27.12.1991; опубл. 30.06.1994. – 6 с.
19. Тарасенко Е.О., Гладков А.В., Маликова Н.В. Разрешимость краевых задач, описывающих диффузию атомов пленки в подстилающей поверхности при образовании тонкопленочных структур // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 2. – С. 125–132.
20. Математическое моделирование сосредоточенного глубинного взрыва на основе уравнения диффузии / Е.О. Тарасенко, А.В. Гладков, П.К. Корнеев, В.С. Тарасенко // Естественные науки – основа настоящего и фундамент для будущего: Материалы VI-й ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука – региону». – Ставрополь: Изд-во Северо-Кавказского Федерального университета, 2018. – 583 с.
21. Руководство по проектированию оснований зданий и сооружений. – М.: Стройиздат, 1977. – 376 с.
22. Указания по устройству буронабивных свай в связных грунтах. – Алма-Ата, Караганда, 1975. – 52 с.

Поступила: 18.02.2019 г.

#### **Информация об авторах**

**Тарасенко Е.О.**, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры прикладной математики и математического моделирования Северо-Кавказского федерального университета.

**Тарасенко В.С.**, студент магистратуры направления подготовки «Математика и компьютерные науки», ведущий специалист по эксплуатационно-техническому обслуживанию сектора эксплуатации информационного технической инфраструктуры учебных корпусов эксплуатационно-технического отдела средств вычислительной техники Управления информатизации Северо-Кавказского федерального университета.

**Гладков А.В.**, старший преподаватель кафедры прикладной математики и математического моделирования Северо-Кавказского федерального университета.

UDC 51–74

## MATHEMATICAL MODELING OF CONSOLIDATION OF SUBSIDENCE LOESS SOILS OF THE NORTH CAUCASUS BY DEEP EXPLOSIONS

Elena O. Tarasenko<sup>1</sup>,

galail@mail.ru

Vasily S. Tarasenko<sup>1</sup>,

tarasenkovs@mail.ru

Andrey V. Gladkov<sup>1</sup>,

gavandrew@mail.ru

<sup>1</sup> North-Caucasian Federal University,  
1, Pushkin street, Stavropol, 355009, Russia.

**Relevance.** Design and construction of buildings and structures on loess subsidence soils in the North Caucasus is a relevant problem of construction aimed at ensuring the strength and long-term operation of buildings and structures. The relevance of the problem is related to the fact that loess soils have large capacity (up to 50 m), are distributed almost everywhere (80–85 % of the area) and are the main type of soil bases in many cities of the region. As it is shown by the analysis of the literature on this topic, currently there is no strict mathematical description of this process. This work is devoted to mathematical modeling of compaction of subsidence loess soils of the North Caucasus by deep camouflage explosions.

**The aim** of the research is to carry out a mathematical modeling of compaction of subsiding loess soils of the North Caucasus by deep explosions.

**Object:** subsidence loess soils of the North Caucasus.

**Methods:** correct use of results and methods of solid body physics, mathematics, differential equations, numerical methods, geology, mechanics of soil, etc. that promotes achievement of a goal.

**Results.** The analysis of the main methods and techniques of compaction of loess subsiding soils of the North Caucasus showed that the deep explosions method is the most effective, instantaneous and cost-effective. A mathematical model for compaction of loess by deep explosions based on the semi-empirical diffusion equation was developed. It allows you to calculate the concentration and density of compacted soil as a result of explosion for a specified time at a given temperature. The dependences of the parameters of a deep explosion, which are of great practical importance, are obtained, since they allow designing camouflet explosions in loess subsided soils on the basis of laboratory tests of soils.

### Key words:

Loess, subsurface soil, soil compaction, deep explosion, mathematical modeling.

The authors express their gratitude to Boris F. Galay, Dr. Sc., professor, professor of the Department of construction of the North-Caucasian Federal University, for assistance in this research.

### REFERENCES

1. *Lessove porody SSSR. T. 1. Inzhenerno-geologicheskie osobennosti i problemy ratsionalnogo ispolzovaniya* [Loess rocks of the USSR. Vol. 1. Engineering-geological features and problems of rational use]. Eds. E.M. Sergeev, A.K. Larionov, N.N. Komissarova. Moscow, Nedra Publ., 1986. 273 p.
2. *Lessovye porody SSSR. T. 2. Regionalnye osobennosti* [Loess rocks of the USSR. Vol. 2. Regional features]. Eds. E.M. Sergeev, V.S. Bykova, N.N. Komissarova. Moscow, Nedra Publ., 1986. 276 p.
3. Galai B.F., Serbin V.V., Platonova V.S., Galai O.B. Loess soils of the North Caucasus and Crimea (comparative analysis). *Science. Innovations. Technologies*, 2017, no. 2, pp. 97–108. In Rus.
4. Galai B.F. *Uplotnenie prosadochnykh gruntov glubinnymi vzryvami* [Compaction of collapsible soils by the deep explosions]. Stavropol, North Caucasus Federal University Publ. house, 2018. 240 p.
5. Pantyushina E.V. Loess soils and engineering methods for eliminating their drawdown properties. *Polzunovskiy Vestnik*, 2011, no. 1, pp. 127–130. In Rus.
6. Galai B.F., Serbin V.V., Platonova V.S., Galai O.B. Criticisms to the provisions of the regulations on the assessment of subsidence of loess soils according to their physical characteristics. *Engineering surveys*, 2016, no. 14, pp. 18–22. In Rus.
7. Tsukamoto Y., Ishihara K. Analysis on settlement of soil deposits following liquefaction during earthquakes. *Soils and Foundation*, 2010, no. 50 (3), pp. 399–441.
8. Dembicki E., Kisielowa N., Bona R., Imiolek R., Michowski A., Semrau I. Consolidation of Organic Subsoil's by Applying Underground Explosions for Formations of Vertical Sands Drains and Generating Dynamic Overloading. *Proc. 9 Int. Harbour Congress*, Antwerp, 1988. pp. 5.165–5.170.
9. Ishihara K. New challenges in Geotechnique for ground hazards due to intensely strong earthquake shaking. *Geotechnical, Geological and Earthquake Engineering*, 2009, no. 11, pp. 91–114.
10. Nishiyama H. *Martensitic Theory Transformations*. Academic, New-York, 1981. 315 p.
11. Ivanov P.L. Compaction of Cohesionless Soils by Explosives. *Proc. of the VI International Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering*. Montreal, 1966. Vol. 3, pp. 352–354.
12. Hall C.E. Compacting a dam foundation by blasting. *Journal of Soil Mechanics and Foundation Division*, 1962, vol. 88, no. SM3, pp. 31–51.
13. Dembicki E., Kisielowa N., Bona R., Imiolek R., Michowski A., Semrau I. Dynamic Consolidation of Organic Subsoil's by Use of Hidden Underground Explosions. *Proc. of the II Baltic Conf. S.M.F.E.* Tallinn, 1988. pp. 273–277.
14. Liman A.K. Compaction of Cohesionless Foundation Soils by Explosives. *Civil Engineering*, 1940, vol. 10, Iss. 4, pp. 9–15.

15. Galai B.F. *Sposob vozvedeniya buronabivnoy svay* [Method of construction of bored piles]. Patent RF, no. 2135691, 1999.
16. Kirillov V.A., Galai B.F. *Ustroystvo dlya vytrambovyvaniya kotlovanov* [The device for indentation of the pits]. Copyright certificate of the Union of Soviet Socialist Republics, no. 1214841, 1986.
17. Krutov V.I., Rabinovich I.G. *Sposob uplotneniya massiva lyossovogo prosadochnogo grunta* [Method of sealing an array loess subsidence of the soil]. Author's certificate of the Union of Soviet Socialist Republics, no. 1308703, 1987.
18. Osipov V.I., Filimonov S.D., Melnikov B.N., Kail E.V. *Sposob uplotneniya lyossovykh gruntov v osnovanii zdaniy i sooruzheniy* [Method of compaction of loess soils at the base of buildings and structures]. Patent RF, no. 2015247, 1994.
19. Tarasenko E.O., Gladkov A.V., Malikov N.B. Solvability of boundary value problems describing the diffusion of atoms of the film to the underlying surface during the formation of thin-film structures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 2, pp. 125–132. In Rus.
20. Tarasenko E.O., Gladkov A.V., Korneev P.K., Tarasenko V.S. Matematicheskoe modelirovanie sosedotochennogo glubinnogo vzryva na osnove uravneniya diffuzii [Mathematical modeling of concentrated deep explosion on the basis of the diffusion equation]. *Estestvennye nauki – osnova nastoyashchego i fundament dlya budushchego. Materialy VI ezhegodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii Severo-Kavkazskogo federalnogo universiteta «Universitetskaya nauka – regionu»*. [Natural Sciences – the basis of the present and the Foundation for the future: Materials of the VI annual scientific-practical conference of the North Caucasus Federal University «University of science-the region»]. Stavropol, North-Caucasian Federal University Publ., 2018. pp. 66–68.
21. *Rukovodstvo po proektirovaniyu osnovaniyu zdaniy i sooruzheniy* [Guidelines for the design of foundations of buildings and structures]. Moscow: Stroyizdat, 1977. 376 p.
22. *Ukazaniya po ustroystvu buronabivnykh svay v svyaznykh gruntakh* [Instructions on the device of bored piles in cohesive soils]. Alma-ATA, Karaganda, 1975. 52 p.

Received: 18 February 2019.

#### Information about the authors

**Elena O. Tarasenko**, Cand. Sc., assistant professor, North-Caucasian Federal University.

**Vasily S. Tarasenko**, graduate student, leading specialist in maintenance sector operation of information infrastructure of educational buildings maintenance, North-Caucasian Federal University.

**Andrey V. Gladkov**, senior teacher, North-Caucasian Federal University.

УДК 532.5

## ПРОФИЛЬ КОНЦЕНТРАЦИИ ВЫСОКОИНЕРЦИОННЫХ ЧАСТИЦ В ПРИСТЕННОЙ ТУРБУЛЕНТНОСТИ ПРИ БОЛЬШИХ ЧИСЛАХ РЕЙНОЛЬДСА

Сиковский Дмитрий Филиппович<sup>1,2</sup>,  
dphs@mail.ru

<sup>1</sup> Институт теплофизики СО РАН,  
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 1.

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет,  
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2.

**Актуальность** работы обусловлена многочисленными применениями турбулентных газодисперсных потоков во многих аппаратах и устройствах, применяемых в добыче полезных ископаемых, при транспортировке природных ресурсов, в энергетике, химической технологии и других отраслях промышленности. В качестве примеров можно привести технологии и установки пневмотранспорта порошкообразных материалов, штреки горных выработок, вентиляционные каналы для помещений различных типов, системы газоочистки и т. д. Течения со взвешенными частицами также широко распространены в природе и являются объектами исследований в метеорологии, геоморфологии, гидравлике русловых процессов и речных наносов и др. Взаимодействие инерционных частиц с неоднородными пристенными турбулентными потоками является весьма сложным явлением, требующим детального моделирования на основе глубокого понимания механизмов взаимодействия частиц с многомасштабными турбулентными вихревыми структурами.

**Цель:** моделирование распределения и статистических параметров движения высокоинерционных частиц в пристенной зоне турбулентного потока при больших числах Рейнольдса на основе стохастической лагранжевой модели турбулентности среды.

**Методы:** статистическое моделирование методом Монте-Карло движения частиц на основе стохастической лагранжевой модели турбулентности среды и теории подобия пристенной турбулентности.

**Результаты.** Стохастическое лагранжево моделирование динамики высокоинерционных частиц в логарифмическом слое пристенной турбулентности при больших числах Рейнольдса показало существенную неравновесность статистики скорости частиц вблизи стенки. Показано, что вблизи стенки имеет место вызванная турбофорезом аккумуляция частиц, вследствие которой концентрация частиц на стенке более чем в 3 раза превышает концентрацию частиц в ядре потока при условии упругого отскока частиц от стенки. В то же время интенсивность пульсаций нормальной к стенке компоненты скорости частиц не равна нулю на стенке и составляет примерно 1/3 от интенсивности пульсаций скорости в ядре потока.

### Ключевые слова:

Турбулентность, газодисперсные потоки, турбофорез, статистическое моделирование, лагранжево-ланжевенская модель.

### Введение

Турбулентные течения с взвешенными частицами широко распространены в природе и различных сферах человеческой деятельности. Большинство встречающихся в технических устройствах газодисперсных течений ограничено твёрдыми поверхностями, взаимодействие частиц с которыми может иметь важные последствия для их эксплуатации, например, образование наносов, шлакование, эрозия и др. В связи с этим разработка адекватных моделей пристенных газодисперсных турбулентных течений является актуальной задачей для современной гидрогазодинамики многофазных систем [1, 2]. Задача эта осложняется наблюдаемой в этих течениях неравновесностью динамики частиц при сопоставимых временах релаксации частицы и характерных временных масштабах турбулентности (временах декорреляции), за которые частица проходит путь, сопоставимый с размером неоднородности полей статистических моментов скорости среды. В результате перенос частиц приобретает свойство нелокальности, когда статистический режим скорости частицы в рассматриваемой точке зависит от параметров турбулентности в некоторой её окрестности, внутри которой эти параметры существенно изменяются. Другим важным явлением, тесно связанным с неравновес-

ностью и нелокальностью динамики частиц, является кластеризация инерционных частиц в турбулентности [1, 2], которая в неоднородных потоках может проявляться как в виде сильных флуктуаций плотности частиц, вызванных формированием кластеров [3, 4], так и в виде резкого роста средней концентрации частиц вблизи стенки [1, 2, 5–7]. Возникающая в результате кластеризации неоднородность распределения частиц может существенно влиять на процессы тепло-массо-переноса с участием дисперсной фазы [8].

В работе [6] было проведено исследование поведения концентрации частиц в вязком подслое для среднеинерционных частиц (по терминологии [1]) с числами Стокса  $1 \leq \tau_+ \leq 100$ , где  $\tau_+ = v_*^2 \tau / \nu$ ;  $\tau$  – время динамической релаксации частицы;  $v_*$  – динамическая скорость;  $\nu$  – кинематическая вязкость среды. В этом случае, как известно, концентрация частиц в глубине вязкого подслоя вблизи стенки может на 2–3 порядка превышать концентрацию частиц в ядре потока. В настоящей работе рассматривается случай высокоинерционных частиц с числами Стокса 100 и более, для которых характерная длина пробега  $v_* \tau$  заметно превышает толщину вязкого подслоя. В результате динамика таких частиц не зависит от особенностей турбулентности вязкого подслоя и определяется взаимодействием

частиц с турбулентным движением среды в логарифмическом слое, занимающем основную часть пристенной зоны турбулентного течения при больших числах Рейнольдса.

#### Постановка задачи

Рассматривается турбулентное течение в плоском канале полушириной  $\delta$  на участке гидродинамической стабилизации, когда все статистические параметры потока зависят только от расстояния до стенки  $y$ . Число Рейнольдса, построенное по полуширине канала, динамической скорости  $v_*$  и кинематической вязкости среды  $\nu$ , считается достаточно большим:  $Re_\tau = v_* \delta / \nu \sim 10^4$ , что соответствует числам Рейнольдса, построенным по расходной скорости и ширине канала  $Re = 2U\delta/\nu \sim 10^6$ . Согласно общепринятым представлениям, в диапазоне расстояний с ориентировочными границами  $30\nu/v_* < y < 0,1\delta$  располагается так называемый логарифмический слой, получивший своё название благодаря наблюдаемому в этом интервале логарифмическому закону для средней продольной скорости потока [9, 10]. Расстояние  $y \sim 0,1\delta$  можно условно назвать границей пристенной зоны турбулентного потока, в пределах которой масштаб турбулентности в ядре потока  $\delta$  практически не влияет на статистический режим турбулентных пульсаций. Нижняя граница  $y \sim 30\nu/v_*$  определяет толщину пристенной области, в которой существенно влияние молекулярной вязкости на турбулентное течение (вязкий подслой+буферная зона). В логарифмическом слое, таким образом, единственными определяющими параметрами турбулентности являются динамическая скорость  $v_*$  и расстояние до стенки  $y$ . В частности, такие важные параметры для турбулентного теплообмена, как интенсивность нормальной к стенке компоненты скорости среды, лагранжев масштаб времени турбулентности и коэффициент турбулентной диффузии пассивного скаляра, определяются следующими выражениями

$$(\langle v_f^2 \rangle)^{1/2} = av_*, \quad (1)$$

$$T_L = \kappa_L \frac{y}{v_*}, \quad (2)$$

$$D_t = \langle v_f^2 \rangle T_L = \kappa_L a^2 v_* y, \quad (3)$$

где  $a$ ,  $\kappa_L$  – коэффициенты, значения которых должны стремиться к универсальным при  $Re_\tau \rightarrow \infty$ .

Величина коэффициента  $a$  в (1) может быть оценена по данным DNS турбулентного течения в плоском канале для  $Re_\tau = 5200$  [11], как  $a = 1,13$ . Учитывая известную связь между коэффициентами турбулентной диффузии и вязкости через турбулентное число Прандтля  $D_t = \nu_i / Pr_i$  [9, 10] и выражение для турбулентной вязкости в логарифмическом слое  $\nu_i = \kappa_* y$  и принимая общепринятые значения постоянной Кармана  $\kappa = 0,41$  и турбулентного числа Прандтля  $Pr_i = 0,9$ , можно из (3) найти коэффициент  $\kappa_L = \kappa / (a^2 Pr_i) = 0,356$ .

Рассмотрим теперь динамику взвешенных частиц в логарифмическом слое, уравнение движения которых описывается приближением точечных сил [1, 12]

$$\frac{d\mathbf{x}_p}{dt} = \mathbf{v}_p, \quad \tau \frac{d\mathbf{v}_p}{dt} + \mathbf{v}_p = \mathbf{v}_f(\mathbf{x}_p, t), \quad (4)$$

где  $\mathbf{x}_p$ ,  $\mathbf{v}_p$  – координата и скорость центра масс частицы;  $\mathbf{v}_f(\mathbf{x}_p, t)$  – скорость среды вдоль траектории частицы;  $\tau$  – время динамической релаксации частицы, в стоковом приближении равное  $\tau = \tilde{\rho} d_p^2 / (18\nu)$ , где  $d_p$  – диаметр частицы;  $\tilde{\rho} = \rho_p / \rho_f$  – отношение плотностей частицы и среды.

Поскольку рассматривается статистически однородное течение в продольном и трансверсальном направлении, далее нас будет интересовать движение частиц по нормали к стенке, для чего будет использован одномерный вариант уравнений (4) для нормального к стенке местоположения  $y_p(t)$  и скорости  $v_p(t)$  частицы. Также суспензия частиц предполагается имеющей малую весовую концентрацию, так что отсутствует обратное влияние частиц на турбулентность среды.

Скорость среды вдоль траектории частицы будем моделировать случайным марковским диффузионным процессом, описываемым стохастическим дифференциальным уравнением, соответствующим нормализованной Ланжевеновской модели [13], верифицированной на турбулентном течении в канале с более низкими числами Рейнольдса. Для нормальной к стенке компоненты скорости среды это уравнение имеет вид

$$v_f = av_* u,$$

$$du = \left[ U_d(y_p) - \frac{u}{T_{Lp}(y_p)} \right] dt + \left[ \frac{2}{T_{Lp}(y_p)} \right]^{1/2} dW, \quad (5)$$

где  $W = W(t)$  – винеровский процесс (гауссов процесс с независимыми приращениями  $dW(t)$  с вариацией  $\langle (dW(t))^2 \rangle = dt$ );  $T_{Lp}(y_p)$  – характерное время декорреляции скорости среды вдоль траектории, принимаемое равным лагранжеву временному масштабу турбулентности среды вдоль траектории частиц.

Определение лагранжева масштаба времени турбулентности среды вдоль траектории частиц в неоднородной турбулентности является нерешённой задачей. Известные модели лагранжевых временных масштабов турбулентности вдоль траектории частицы относятся к более простому случаю однородной изотропной турбулентности [14–16]. В качестве грубого приближения ниже будет использоваться корреляция [14], ранее использованная в стохастических лагранжевых моделях переноса инерционных частиц в неоднородных турбулентных течениях [17, 18]:

$$T_{Lp} = \frac{T_L}{0,356} \left[ 1 - \frac{0,644}{(1 + 0,356 \tau / T_L)^{0,4(1 + 0,00356 \tau / T_L)}} \right], \quad (6)$$

где локальный лагранжев масштаб турбулентности  $T_L = T_L(y)$  определяется из (2).

Скорость дрейфа  $U_d(y)$  в (5) определяется выражением [13]

$$U_d(y) = \frac{d[f_v(\langle v_f^2 \rangle)^{1/2}]}{dy}, \quad f_v = \frac{T_{Lp}(y)}{\tau + T_{Lp}(y)}. \quad (7)$$

Стохастическое дифференциальное уравнение (5) понимается в смысле Ито [19]. Для случая однородной турбулентности ( $T_{Lp} = \text{const}$ ,  $U_d = 0$ ) оно совпадает с уравнением Ланжевена, решение которого имеет среднеквадратичную интенсивность, равную единице:  $\langle u^2 \rangle = 1$ ,  $\langle u \rangle = 0$ , и экспоненциальную автокорреляционную функцию  $\langle u(0)u(t) \rangle = \exp(-t/T_{Lp})$ . При столкновении частицы со стенкой ставится условие упругого отскока частицы.

При рассматриваемых больших числах  $Re$  для вязкого подслоя в пристенной зоне становится пренебрежимо малой и логарифмический слой занимает основную часть пристенной области. Поэтому, как показано в [1, 20], динамика высокоинерционных частиц с числом Стокса  $\tau_+ = v_*^2 \tau / \nu \gg 1$  в логарифмическом слое не зависит от характера турбулентного течения в вязком подслое. При этом статистический режим скорости частиц определяется динамической скоростью  $v_*$  и величиной автомодельной переменной  $\eta = y/(v_* \tau)$ . Обезразмеривая (4)–(7) с помощью характерных масштабов  $v_*$  и  $\tau$ , получаем систему уравнений

$$\frac{d\eta}{dt} = v, \quad \frac{dv}{dt} + v = v_f, \quad v_f = au, \quad (8)$$

$$du = \left[ U_d(\eta) - \frac{u}{T_{Lp}(\eta)} \right] dt + \left[ \frac{2}{T_{Lp}(\eta)} \right]^{1/2} dW, \quad (9)$$

$$U_d(\eta) = a \frac{d}{d\eta} \left[ \frac{T_{Lp}(\eta)}{1 + T_{Lp}(\eta)} \right],$$

$$T_{Lp} = \eta \left[ 1 - \frac{0,644}{(1 + \eta^{-1})^{0,4(1+0,01\eta^{-1})}} \right]. \quad (10)$$

#### Численное моделирование динамики частиц

Задача (8)–(10) решалась численно с помощью экспоненциальной конечно-разностной схемы типа «предиктор–корректор» второго порядка точности, предложенной в [21]. В расчётах использовалось 5000 частиц, в начальный момент времени распределённых равномерно в расчётной области  $\eta \in [0, \eta_{\max}]$  с начальными скоростями  $u$  и  $v$ , имеющими нормальное распределение вероятностей с интенсивностями, соответствующими квазиравновесным значениям. Верхняя граница расчётной области была выбрана  $\eta_{\max} = 200$ . Расчёт велся с достаточно малым шагом  $dt = 10^{-3}$  для того, чтобы разрешить особенность решения, связанную с обращением в нуль времени на стенке:  $T_{Lp}(0) = 0$ , которая делает задачу (8)–(10) жёсткой. Если на каком-либо шаге времени частица «выходила за стенку», т. е. значение её координаты становилось отрицательным, то знаки координаты и скорости

частицы менялись на противоположные:  $\eta_i \rightarrow -\eta_i$ ,  $v_i \rightarrow -v_i$ , что соответствовало упругому отскоку частиц от стенки. При выходе частиц за границы расчётной области, т. е. при  $\eta_i > \eta_{\max}$ , координата, скорость частицы и скорость среды менялись следующим образом:  $\eta_i \rightarrow 2\eta_{\max} - \eta_i$ ,  $v_i \rightarrow -v_i$ ,  $u_i \rightarrow -u_i$ , что моделировало симметрично расположенную расчётную область за осью канала  $\eta = \eta_{\max}$ . Благодаря этим условиям количество частиц в расчётной области оставалось постоянным. Время расчёта подбиралось достаточным для достижения стационарной статистики скорости частиц и составляло 15000 безразмерных единиц. Статистическое осреднение результатов проводилось, начиная с момента времени  $t = 4000$ . При осреднении расчётная область разбивалась на 200 интервалов, сгущённых к началу координат для лучшего разрешения повышенной концентрации частиц вблизи стенки.

#### Обсуждение результатов численного моделирования

Полученные распределения среднеквадратичной интенсивности пульсаций нормальной к стенке компоненты скорости частиц и концентрации частиц приведены на рис. 1, а, б, соответственно. Поведение кривых при больших значениях автомодельной координаты  $\eta$  согласуется с результатами теории подобия [20], согласно которой при  $\eta \rightarrow \infty$  частицы ведут себя как пассивная примесь. Это связано с тем, что величина  $\eta$  пропорциональна отношению лагранжева масштаба времени турбулентности к времени релаксации частицы. Поэтому при  $\eta > 20$  концентрация частиц перестаёт зависеть от расстояния до стенки, как должно быть в случае хорошо перемешанной пассивной примеси. При  $\eta > 1$  интенсивность пульсаций скорости частиц практически совпадает с равновесной интенсивностью, определяемой выражением [1]

$$\langle v^2 \rangle = \frac{a^2}{1 + T_{Lp}^{-1}(\eta)}. \quad (11)$$

Выражение (11) является аналогом известного соотношения Чена [22], полученного в локально-равновесном приближении, которое предполагает, что статистический режим пульсаций скорости среды вдоль траектории частицы мало меняется за характерное время декорреляции  $T_{Lp}$ . При соблюдении условия локального равновесия интенсивность флуктуаций скорости частицы определяется локальными параметрами турбулентности среды в рассматриваемой точке: временем декорреляции  $T_{Lp}(\eta)$  и интенсивностью флуктуаций скорости среды (1), что и отражено в (11).

При приближении к стенке при малых  $\eta < 1$  интенсивность флуктуаций скорости частиц выходит на постоянную величину  $\sqrt{\langle v^2 \rangle} = 0,37$  и существенно превышает равновесные значения. Такое поведение связано с тем, что в области  $\eta < 1$  характерная длина пробега частиц под действием инерции  $v_* \tau$  сопоставима или превышает расстояние до стенки, в результате чего условие локального равновесия нарушается. Турбулентный перенос частиц стано-

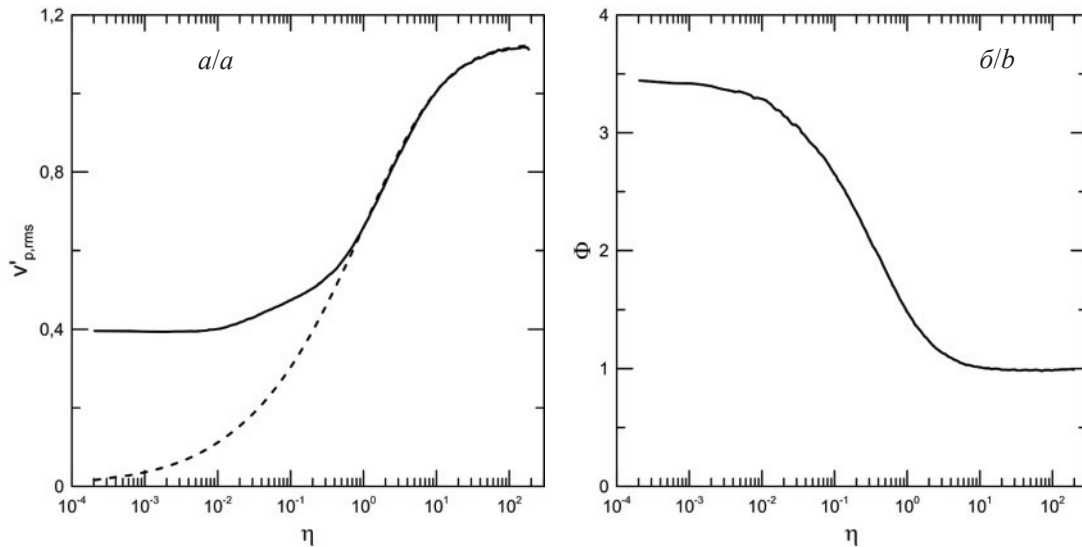


Рис. 1. Среднеквадратичная интенсивность пульсации нормальной к стенке компоненты скорости частиц (а) и концентрация частиц в логарифмическом слое, отнесённая к концентрации в ядре потока (б)

Fig. 1. RMS intensity of the fluctuation of wall-normal particle velocity (a) and the particle concentration in the log layer, divided by the bulk concentration (b)

вится нелокальным, так как определяется статистикой скорости среды во всей области  $\eta \sim 1$  или  $y \sim y_* \tau$ , в которой время декорреляции существенно меняется и падает до нуля на стенке.

На рис. 1, б хорошо виден существенный рост концентрации частиц в области  $\eta < 1$ . По результатам расчётов концентрация частиц на стенке в 3,44 раз превышает концентрацию в ядре потока. Скопление частиц у стенки вызвано явлением турбофореза – миграции частиц против градиента интенсивности пульсаций скорости частиц [1, 23, 24].

Существенная неравновесность турбофореза в логарифмическом слое затрудняет его моделирование с помощью квазиравновесных моделей замыкания рей-

нольдсовых напряжений частиц. Например, модель Л.И. Зайчика даёт для рассматриваемой задачи концентрацию частиц на стенке почти в 1,5 раза выше ( $\Phi_w = 5,4$ ) и на треть заниженную интенсивность флуктуаций скорости частиц на стенке  $\sqrt{\langle v^2 \rangle_w} = 0,28$  [1].

Нелокальность статистики скорости частиц связана с подлетающими к стенке высокоскоростными частицами, вносящими вклад в «тяжёлые хвосты» функции плотности вероятности (ФПВ) скорости частицы, что иллюстрирует рис. 2, а. На нём хорошо видно существенное отличие ФПВ от гауссовой. В то же время вдали от стенки, при  $\eta \gg 1$ , ФПВ скорости частицы практически совпадает с равновесным гауссовым распределением (рис. 2, б).

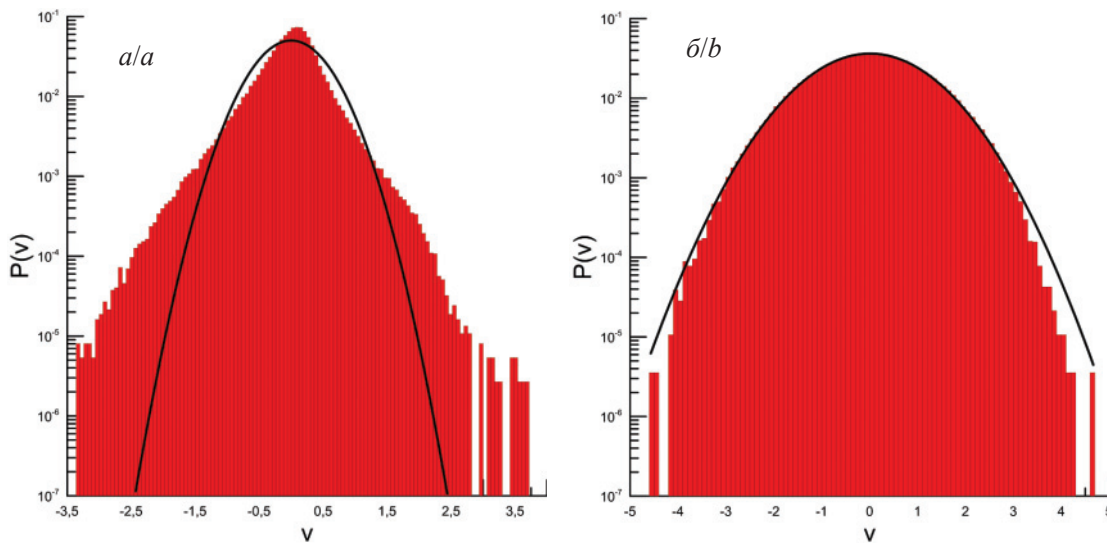


Рис. 2. Функции плотности вероятности скорости частиц на различных расстояниях до стенки:  $\eta=0,1$  (а) и  $\eta=200$  (б). Линия – распределение Гаусса

Fig. 2. Probability distribution function of wall-normal particle velocity at different positions:  $\eta=0,1$  (a) and  $\eta=200$  (b). The solid line is the normal PDF

К сожалению, в настоящее время отсутствуют какие-либо экспериментальные данные либо данные прямого численного моделирования, с которыми можно было бы сравнить полученные результаты. Это связано с трудностями, возникающими при натурном или численном моделировании пристенных турбулентных течений с требуемыми большими числами Рейнольдса  $10^6$  и более. В этих условиях стохастическое Лагранжево моделирование остаётся пока единственным источником информации о происходящих в турбулентных газодисперсных течениях процессах переноса высокоинерционных частиц.

#### Заключение

Рассмотрена динамика высокоинерционных частиц в пристенной турбулентности при больших числах Рейнольдса, когда основную часть пристенной

зоны занимает логарифмический слой, при условии упругого отскока частиц от стенки. Стохастическое лагранжево моделирование динамики инерционных частиц в логарифмическом слое показало существенную неравновесность скорости частиц в области расстояний  $y < \nu_* \tau$ , выражающуюся в наличии «тяжёлых хвостов» ФПВ скорости частицы. За счёт турбофореза частиц наблюдается более чем трёхкратное увеличение их концентрации вблизи стенки. Результаты стохастического лагранжево моделирования заметно отличаются от результатов, полученных с помощью модели переноса напряжений Рейнольдса частиц, что связано с неравновесностью статистики скорости частиц в логарифмическом слое.

*Исследование выполнено в рамках государственного задания ИТ СО РАН. Стохастические модели и численные алгоритмы разработаны при поддержке гранта РФФИ 19-08-00781.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зайчик Л.И., Алипченков В.М. Статистические модели движения частиц в турбулентной жидкости. – М.: Физматлит. 2007. – 312 с.
2. Reeks M.W. Transport, mixing and agglomeration of particles in turbulent flows // Flow, Turbulence and Combustion. – 2014. – V. 92. – P. 3–25.
3. Esmaily-Moghadam M., Mani A. Analysis of the clustering of inertial particles in turbulent flows // Physical Review Fluids. – 2016. – V. 1. – P. 084202.
4. Inhomogeneous growth of fluctuations of concentration of inertial particles in channel turbulence / I. Fouxon, L. Schmidt, P. Ditlevsen, M. Reeuwijk, M. Holzner // Physical Review Fluids. – 2018. – V. 3. – P. 064301.
5. Sikovsky D.Ph. Singularity of inertial particle concentration in the viscous sublayer of wall-bounded turbulent flows // Flow, Turbulence and Combustion. – 2014. – V. 92. – P. 41–64.
6. Сиковский Д.Ф. Профиль концентрации инерционных частиц в турбулентном течении в плоском канале // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 1. – С. 89–98.
7. Belan S. Concentration of diffusional particles in viscous boundary sublayer of turbulent flow // Physica A. – 2016. – V. 443. – P. 128–136.
8. Pouransari H., Mani A. Particle-to-fluid heat transfer in particle-laden turbulence // Physical Review Fluids. – 2018. – V. 3. – P. 074304.
9. Pope S.B. Turbulent flows. – Cambridge: Cambridge Univ. Press, 2000. – 771 p.
10. Монин А.С., Яглом А.М. Статистическая гидромеханика. Ч. 1. Теория турбулентности. – СПб.: Гидрометеиздат, 1992. – 694 с.
11. Lee M., Moser R.D. Direct numerical simulation of turbulent channel flow up to // Journal of Fluid Mechanics. – 2015. – V. 774. – P. 395–415.
12. Li Z., Wei J., Yu B. Analysis of interphase forces and investigation of their effect on particle transverse motion in particle-laden channel turbulence // International Journal of Multiphase Flow. – 2017. – V. 88. – P. 11–29.
13. Sikovsky D.Ph. Stochastic Lagrangian Simulation of Particle Deposition in Turbulent Channel Flows // Flow, Turbulence and Combustion. – 2015. – V. 95. – P. 561–582.
14. Wang L.-P., Stock D.E. Dispersion of heavy particles in turbulent motion // Journal of Atmospheric Science. – 1993. – V. 50. – № 13. – P. 1897–1913.
15. Derevich I.V. Influence of internal turbulent structure on intensity of velocity and temperature fluctuations of particles // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2001. – V. 44. – P. 4505–4521.
16. Деревич И.В. Спектральная модель диффузии тяжелой инерционной примеси в случайном поле скорости сплошной среды // Теплофизика и аэромеханика. – 2015. – Т. 22. – № 2. – С. 151–170.
17. Carlier J.Ph., Khalij M., Oesterle B. An improved model for anisotropic dispersion of small particles in turbulent shear flows // Aerosol Science and Technology. – 2005. – V. 39. – P. 196–205.
18. Dehbi A. Validation against DNS statistics of the normalized Langevin model for particle transport in turbulent channel flows // Powder Technology. – 2010. – V. 200. – P. 60–68.
19. Гардинер К.В. Стохастические методы в естественных науках. – М.: Мир, 1986. – 528 с.
20. Сиковский Д.Ф. Закономерности осаждения частиц из турбулентного газодисперсного потока в каналах // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2010. – № 1. – С. 84–95.
21. Minier J.-P., Peirano E., Chibbaro S. Weak first- and second-order numerical schemes for stochastic differential equations appearing in Lagrangian two-phase flow modeling // Monte Carlo Methods and Applications. – 2003. – V. 9. – P. 93–133.
22. Хинце И.О. Турбулентность. – М.: Изд-во физ.-мат. лит., 1963. – 680 с.
23. Transfer of particles in nonisotropic air turbulence / M. Caporali, F. Tampieri, F. Trombetti, O. Vittori // Journal of Atmospheric Science. – 1975. – V. 32. – P. 565–568.
24. Mitra D., Haugen N.E.L., Rogachevskii I. Turbophoresis in forced inhomogeneous turbulence // The European Physical Journal Plus. – 2018. – V. 133. – P. 35.

*Поступила 14.02.2019 г.*

#### Информация об авторах

**Сиковский Д.Ф.**, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории физических основ энергетических технологий Института теплофизики СО РАН; доцент кафедры физики неравновесных процессов Физического факультета Новосибирского государственного университета.

UDC 532.5

## CONCENTRATION PROFILE OF HIGH INERTIA PARTICLES AT LARGE REYNOLDS NUMBER WALL TURBULENCE

Dmitriy F. Sikovsky<sup>1,2</sup>,  
dphs@mail.ru

<sup>1</sup> Kutateladze Institute of Thermophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
1, Academician Lavryentiev avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

<sup>2</sup> Novosibirsk State University,  
2, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

**The relevance** of the discussed issue is caused by the numerous applications of turbulent gas-dispersed flows in many technical devices used in extraction of minerals, in the technologies of transportation of natural resources, energy and other industries. As an example, technologies and installations for pneumatic transport of powdered materials, tunnels of underground excavations, ventilation ducts for various types of rooms, gas cleaning systems, etc. can be cited. Flows with suspended particles are also widespread in nature and are objects of research in meteorology, geomorphology, hydraulics of river sediments, etc. The interaction of inertial particles with inhomogeneous near-wall turbulent flows is a very complex phenomenon that requires detailed modeling based on a deep understanding of mechanisms of particle interaction with multiscale turbulent vortex structures.

**The aim** of the study is modeling of space distribution and statistical parameters of the motion of high inertia particles in the near-wall zone of a turbulent flow at large Reynolds numbers based on a stochastic Lagrangian model of fluid turbulence.

**Methods:** Monte Carlo statistical simulation of particle motion based on the stochastic Lagrangian model of fluid turbulence and the scaling theory for wall turbulence.

**Results.** Stochastic Lagrangian modeling of the dynamics of high inertia particles in the logarithmic layer of near-wall turbulence for large Reynolds numbers showed a significant non-equilibrium statistics of the particle velocity near the wall. It was shown that near the wall there is an accumulation of particles caused by turbophoresis, because of which the concentration of particles on the wall is more than three times higher than their concentration in the bulk of the flow provided the elastic rebound of particles from the wall. The intensity of the fluctuations of wall-normal particle velocity is not zero on the wall and is about 1/3 of the intensity of the fluctuations of wall-normal particle velocity in the bulk of the flow.

### Key words:

Turbulence, particle-laden flows, turbophoresis, statistical modeling, Langevin model.

The research was carried out within the state task IT SB RAS. The development of stochastic models and numerical algorithms were supported by the RFBR grant no. 19-08-00781.

### REFERENCES

1. Zaichik L.I., Alipchenkov V.M., Sinaiski E.G. *Particles in turbulent flows*. Weinheim, Wiley-VCH Verlag, 2008. 297 p.
2. Reeks M.W. Transport, mixing and agglomeration of particles in turbulent flows. *Flow, Turbulence and Combustion*, 2014, vol. 92, pp. 3–25.
3. Esmaily-Moghadam M., Mani A. Analysis of the clustering of inertial particles in turbulent flow. *Physical Review Fluids*, 2016, vol. 1, p. 084202.
4. Fouxon I., Schmidt L., Ditlevsen P., Reeuwijk M., Holzner M. Inhomogeneous growth of fluctuations of concentration of inertial particles in channel turbulence. *Physical Review Fluids*, 2018, vol. 3, pp. 064301.
5. Sikovsky D.Ph. Singularity of inertial particle concentration in the viscous sublayer of wall-bounded turbulent flows. *Flow, Turbulence and Combustion*, 2014, vol. 92, pp. 41–64.
6. Sikovsky D.Ph. Profile of inertial particles concentration in turbulent channel flow. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 1, pp. 89–98. In Rus.
7. Belan S. Concentration of diffusional particles in viscous boundary sublayer of turbulent flow. *Physica A*, 2016, vol. 443, pp. 128–136.
8. Pouransari H., Mani A. Particle-to-fluid heat transfer in particle-laden turbulence. *Physical Review Fluids*, 2018, vol. 3, pp. 074304.
9. Pope S.B. *Turbulent flows*. Cambridge, Cambridge Univ. Press, 2000. 771 p.
10. Monin A.S., Yaglom A.M. *Statistical Fluid Mechanics: Mechanics of Turbulence*. Vol. 1. New York, Dover, 2007. 769 p.
11. Lee M., Moser R.D. Direct numerical simulation of turbulent channel flow up to . *Journal of Fluid Mechanics*, 2015, vol. 774, pp. 395–415.
12. Li Z., Wei J., Yu B. Analysis of interphase forces and investigation of their effect on particle transverse motion in particle-laden channel turbulence. *International Journal of Multiphase Flow*, 2017, vol. 88, pp. 11–29.
13. Sikovsky D.Ph. Stochastic Lagrangian Simulation of Particle Deposition in Turbulent Channel Flows. *Flow, Turbulence and Combustion*, 2015, vol. 95, pp. 561–582.
14. Wang L.-P., Stock D.E. Dispersion of heavy particles in turbulent motion. *Journal of Atmospheric Science*, 1993, vol. 50, no. 13, pp. 1897–1913.
15. Derevich I.V. Influence of internal turbulent structure on intensity of velocity and temperature fluctuations of particles. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2001, vol. 44, pp. 4505–4521.
16. Derevich I.V. Spektralnaya model diffuzii tyazhelykh inertsionnykh primesi v sluchaynom pole skorosti sploshnoy sredy [Spectral diffusion model of heavy inertial particles in a random velocity field of the continuous medium]. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2015, vol. 22, no. 2, pp. 143–162.
17. Carlier J.Ph., Khalij M., Oesterle B. An improved model for anisotropic dispersion of small particles in turbulent shear flows. *Aerosol Science and Technology*, 2005, vol. 39, pp. 196–205.
18. Dehbi A. Validation against DNS statistics of the normalized Langevin model for particle transport in turbulent channel flows. *Powder Technology*, 2010, vol. 200, pp. 60–68.

19. Gardiner G.W. *Handbook of stochastic methods*. Berlin, Heidelberg, Springer Verlag, 1983. 415 p.
20. Sikovskii D.F. Relations for particle deposition in turbulent gas-particle channel flow. *Fluid Dynamics*, 2010, vol. 45, no. 1, pp. 74–84.
21. Minier J.-P., Peirano E., Chibbaro S. Weak first- and second-order numerical schemes for stochastic differential equations appearing in Lagrangian two-phase flow modeling. *Monte Carlo Methods and Applications*, 2003, vol. 9, pp. 93–133.
22. Hinze J.O. *Turbulence. An introduction to its mechanism and theory*. New York, McGraw-Hill, 1959. 586 p.
23. Caporaloni M., Tampieri F., Trombetti F., Vittori O. Transfer of particles in nonisotropic air turbulence. *Journal of Atmospheric Science*, 1975, vol. 32, pp. 565–568.
24. Mitra D., Haugen N.E.L., Rogachevskii I. Turbophoresis in forced inhomogeneous turbulence. *The European Physical Journal Plus*, 2018, vol. 133, pp. 35.

*Received: 14 February 2019.*

#### Information about the authors

**Dmitriy F. Sikovsky**, Cand. Sc., senior researcher, Kutateladze Institute of Thermophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; associate professor, Novosibirsk State University.

УДК 622.271

## ГЕОМЕХАНИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ УСТОЙЧИВОСТИ ОТКОСОВ БОРТОВ И УСТУПОВ ПРИ ОТРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АПАТИТ-НЕФЕЛИНОВЫХ РУД «ОЛЕНИЙ РУЧЕЙ»

Немова Наталья Анатольевна<sup>1</sup>,  
nemova-nataly@mail.ru

Бельш Татьяна Александровна<sup>1</sup>,  
tata0303@bk.ru

<sup>1</sup> Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630091, г. Новосибирск, Красный пр., 54.

**Актуальность** обусловлена необходимостью безопасного ведения горных работ на карьерах глубиной свыше 360 м. Нарастание объемов добычи возможно при значительном углублении; для снижения объемов вскрыши необходимо укрупнение откосов бортов и уступов. Для решения данного вопроса необходимо знать геомеханическую обстановку уступов и бортов как на предельном контуре, так и при изменении их основных параметров – высоты и углов наклона.

**Цель:** проанализировать горно-геологические условия месторождения «Олений ручей» и существующие данные о физико-механических свойствах горных пород, слагающих массив рассматриваемого месторождения, произвести расчет и проверку устойчивости откосов бортов карьера на предельном контуре и изыскать возможность укрупнения откосов бортов и вскрышных уступов при ведении горных работ.

**Объект:** крупное месторождение апатит-нефелиновых руд «Олений ручей».

**Методы:** горно-геологический анализ месторождения «Олений ручей» и анализ существующих данных о физико-механических свойствах горных пород, слагающих массив рассматриваемого месторождения, аналитические расчеты устойчивости элементов откосов.

**Результаты.** Получены данные расчетов устойчивости откосов при отсутствии поверхностей ослабления в прибортовом массиве борта висячем боку рудной залежи (висячий борт) и с учетом угла падения Главного разлома под углом 40–45° при формировании бортов в лежащем боку (лежащий борт), а также с учетом сейсмичности района и уровня грунтовых вод. Определены параметры откосов бортов на предельном контуре. Полученные значения параметров правомерны при отсутствии в прибортовом массиве поверхностей ослабления. При наличии поверхностей ослабления с падением в выработку откосы необходимо зашкашивать строго по этим поверхностям.

### Ключевые слова:

Карьер, рудник, борт, уступ, откос, угол наклона (борта, уступа), прибортовые запасы, массив горных пород, геомеханическое обоснование, напряженно-деформированное состояние, устойчивость, коэффициент запаса, разрушение, система разработки, безопасность, эффективность.

### Введение

На протяжении последних 10 лет в Хибинах осваивается крупное месторождение апатит-нефелиновых руд «Олений ручей», находящееся в юго-восточной части Хибинского горного массива, а с северо-востока примыкает к Нюркпахкскому месторождению. Месторождение пространственно приурочено к участку выклинивания ийолит-уртитового комплекса. Со стороны лежащего бока продуктивная зона месторождения контактирует с рихсхорритами, а также с Нюркпахкским месторождением в зоне сопряжения и с хибинитами. Висячий бок со стороны центра Хибинского массива слагают рихсхорриты и фоййиты [1, 2]. На юго-западном фланге месторождения наблюдается максимальная мощность продуктивной зоны, где она имеет ширину 1,7 км; на северо-востоке ее ширина составляет не более 200 м в районе разведочной линии 19 [3]. Общее падение элементов внутренней структуры продуктивной зоны и ее внешних контактов направлено к центру массива, угол падения составляет 30–40° на юго-западе, увеличиваясь до 60–70° на северо-востоке [4]. Продуктивная зона имеет сложное многоярусное строение, обусловленное чередованием в разрезе пластообраз-

ных тел апатит-нефелиновых руд, трахитоидных уртитов, ийолитов, мельтейгитов, массивных уртитов и ювитов, нефелиновых сиенитов, а также останцов более древних рихсхорритов. Проектом предусмотрена отработка месторождения открытым способом [5–7].

В последние годы глубина карьеров значительно увеличивается, что приводит к наращиванию объемов добытой руды и вскрышных пород на месторождениях. Снижение объема вскрышных пород возможно только за счет укрупнения углов откосов бортов и уступов [8]. С другой стороны, горно-геологические условия ухудшаются с глубиной, что связано с изменением как физико-механических свойств вмещающих пород, так и их напряженно-деформированного состояния. Например, самыми глубокими карьерами в мире считаются: карьер «*Bingham-Canyon*», известный также как «*Kennecott Copper Mine*», расположенный на Западе США и разрабатывающий гигантское меднопорфировое месторождение открытым способом и имеющий глубину 1200 м; карьер «*Chuquibambilla*», отработывающий месторождение меди, находящийся в центральных Андах на высоте 2840 м, на севере Чили, в 240 км к северо-востоку от горо-

да Антофагаста, глубиной более 850 м; карьер «Палабора», обрабатывающий карбонатитовое месторождение в ЮАР глубиной около 700 м; медный рудник «Эскондида», расположенный в пустыне Атакама, Чили, его глубина 645 м; карьер «Фимистон», расположенный на юго-восточной окраине города Калгурли, Западная Австралия, его глубина достигает 600 м и др. [9]. Глубина карьеров, расположенных в России, уже превысила отметку 400 м: алмазный рудник «Удачный», находящийся в Восточно-Сибирском регионе России, добыча которого на глубине 640 м в кимберлитовой трубке продолжается с 1971 г.; рудники «Железный» АО «Ковдорский ГОК» и «Центральный» АО «Апатит», расположенные на Кольском полуострове, имеют глубину 450 и 590 м соответственно; «Восточный» – самый крупный карьер по добыче золота в РФ глубиной 580 м, находящийся в Красноярском крае; «Коркинский», самый глубокий угольный разрез Евразии, расположенный в Челябинской области, глубиной 500 м. И в этих сложных горно-геологических условиях повышенного внимания требует в первую очередь безопасность ведения горных работ на глубоких и очень глубоких карьерах [10].

Как и для других месторождений Хибин, напряженное состояние массива месторождения «Олений ручей» относится к типу, определяемому как гравитационно-тектонический, причём горизонтальные напряжения в несколько раз превышают вертикальные [10–14].

На устойчивость бортов, формируемых при отработке запасов апатит-нефелинового месторождения «Олений ручей», в основном влияет структурно-тектоническое строение прибортовых массивов [11–14].

Для данного месторождения характерно наличие Главного разлома, который представляет собой интенсивно тектонизированную зону, залегающую субсогласно по отношению к рудной залежи (секущую ее под острым углом), осложненную многочисленными ветвящимися оперяющими нарушениями и сопровождающуюся интенсивным окислением с участием метеорных вод и катаклизмом [15]. Угол падения Главного разлома составляет ориентировочно 40–45°. Поэтому формирование борта в лежащем боку рудной залежи необходимо производить с учетом угла падения Главного разлома под углом не круче 40–45° [15].

Со стороны висячего бока рудной залежи Главный разлом и сопутствующие ему структуры не оказывают существенного влияния на состояние борта карьера. Все зафиксированные системы трещин не влияют на устойчивость борта карьера в целом, понижая устойчивость в наиболее неблагоприятных случаях отдельных уступов или части уступов путем образования локальных вывалов. При этом только одна система конических трещин «С» центриклинального залегания падает на восток и юго-восток под углом в среднем около 45°, но, не являясь эффективной для борта карьера в це-

лом, может способствовать возникновению локальных вывалов в пределах отдельных уступов. Обеспечение устойчивости уступов со стороны висячего бока залежи в этом случае состоит в применении технологии щадящего взрывания при постановке борта рациональной конструкции в конечный контур и в укреплении локальных участков уступов в случае необходимости [15].

Поверхности ослабления с падением в сторону выработки необходимо своевременно выявлять и не допускать их подрезку.

На апатит-нефелиновом месторождении «Олений ручей» выделяются:

- четвертичные отложения;
- выветрелые породы;
- скальные породы.

Четвертичные породы залегают в долинах ручьев и представлены гравийно-галечниковыми отложениями, разнородными песками с прослоями супесей и суглинков. Мощность их колеблется от 3–8 м (на склонах) до 40 м (в средней части долин).

Выветрелые (зона интенсивной трещиноватости) породы представлены рихсдорритами, уртитами, ийолитами и ювитами.

Целью исследования является анализ горно-геологических условий залегания рудных залежей и вскрышных пород месторождения «Олений ручей» и физико-механических свойств пород, составляющих массив рассматриваемого месторождения. На основе представленных результатов исследований произвести расчет устойчивости откосов бортов карьера и их элементов на предельном контуре, принятых в действующем проекте, и изыскать возможности укрупнения откосов бортов и вскрышных уступов при ведении горных работ.

#### Геомеханическая оценка параметров устойчивости откосов бортов и их элементов, принятых в действующем проекте

С целью оперативного и перспективного планирования горных работ при разработке месторождения проводится эксплуатационная разведка, в ходе которой выявлены новые рудные тела в приконтурной зоне за пределами конечного контура карьера.

Для того чтобы отработать новые рудные тела за пределами конечного контура карьера, необходимо произвести оценку вариантов отработки прибортовых и подкарьерных запасов с целью их полного извлечения. При проектировании технологии выемки прибортовых и подкарьерных запасов возникают наибольшие сложности, поскольку их отработка вызывает нарушение устойчивости уступов и борта карьера.

Прочностные характеристики горных пород апатит-нефелинового месторождения «Олений ручей», полученные геологами при испытании образцов, приведены в табл. 1 [16].

Расчетные прочностные характеристики массива горных пород зоны выветривания и ниже ее представлены в табл. 2.

Для перевода значений сцепления пород в образце, приведенных в табл. 1, к значениям в массиве используется установленная зависимость значения сцепления горных пород в массиве от интенсивности трещиноватости [17]:

$$C = \frac{C_0 - C}{1 + a \ln(HW)} + C'$$

или

$$C = C' + (C_0 - C')\lambda_0,$$

где  $C_0$  – сцепление в образце (табл. 1), т/м<sup>2</sup>;  $C'$  – сцепление по трещинам,  $C' = 10,0$  т/м<sup>2</sup> (табл. 2 [17]);  $\lambda_0$  – коэффициент структурного ослабления.

$$\lambda_0 = \frac{1}{1 + a \ln(HW)},$$

$H$  – глубина залегания пород, м;  $W$  – средняя интенсивность трещиноватости участка горного массива (количество трещин на 1 погонный метр), для выветрелых пород принимаем  $W=20$ , для невыветрелых  $W=0,5$ ;  $a$  – коэффициент, зависящий от прочности пород в монолитном образце и характера трещиноватости (табл. 1 [17]). Выветрелые коренные породы –  $a=10,0$ . Коренные породы ниже зоны выветривания –  $a=7,0$ .

В результате проведенных расчетов установлено, что коэффициент структурного ослабления ( $\lambda_0$ ) для выветрелых скальных пород по данному месторождению составляет – 0,0163, для невыветрелых скальных пород – 0,0420.

Показатели прочностных свойств пород, с учетом структурного ослабления в массиве, представлены в табл. 2.

При расчетах устойчивости откосов бортов карьера, согласно действующим нормативным документам, в исходные прочностные характеристики массива горных пород должен вводиться соответствующий коэффициент запаса устойчивости, значение которого составляет для откоса борта открытой горной выработки на предельном контуре  $\eta=1,3$ , а для откосов уступа  $\eta=1,5$  [17].

В соответствии с этим при расчетах устойчивости используются расчетные характеристики, определяемые по формулам, приведенным в [17]:

$$C_p = \frac{C_m}{\eta},$$

$$\varphi_p = \arctg\left(\operatorname{tg} \frac{\varphi_m}{\eta}\right),$$

где  $C_p$  – расчетное значение сцепления пород в массиве с учетом нормативного коэффициента устойчивости, т/м<sup>2</sup>;  $C_m$  – сцепление пород в массиве (табл. 2), т/м<sup>2</sup>;  $\eta$  – нормативный коэффициент устойчивости;  $\varphi_p$  – расчетный угол внутреннего трения, градус;  $\varphi_m$  – угол внутреннего трения в массиве (табл. 2), градус.

Расчеты устойчивости откосов с учетом сейсмичности района расположения карьера и обводненности массивов приведены в табл. 3.

Для выполнения поверочных расчетов устойчивости откосов приняты физико-механические характеристики пород, приведенные в табл. 2.

Общее уравнение равновесия по потенциальной поверхности скольжения, определяющееся методом алгебраического сложения сил, имеет вид:

$$\Delta T = \sum [(N_i - D_i) \operatorname{tg} \varphi_i + C_i l_i - T_i],$$

где  $l_i$  – длина наиболее напряженной поверхности скольжения в пределах расчетного блока, м;  $\rho_i$ ,  $C_i$  – расчетные характеристики прочности пород;  $\varphi_i$  – угол наклона касательной к поверхности скольжения в середине основания блока;  $D_i$  – результирующая сила давлений,  $z \operatorname{tg}(\varphi)/\cos(\varphi)$ , т;  $T_i$ ,  $N_i$  – соответственно касательная и нормальная составляющие веса расчетного блока, определяются по следующим формулам:

$$N_i = P_i \cos \varphi_i,$$

$$T_i = P_i \sin \varphi_i,$$

где  $P_i$  – вес элементарных блоков, на которые разделяется призма в примыкающем к откосу массиве, ограниченная наиболее напряженной поверх-

Таблица 1. Прочностные характеристики горных пород

Table 1. Strength characteristics of rocks

Породы Rocks	Предел прочности, МПа Tensile strength, MPa		Коэффициент хрупкости, ед. Fragility coefficient, ed.	Угол внутр. трения, градус Angle of internal friction, degree		Сцепление в образце $C_0$ , МПа Coupling in the sample $C_0$ , MPa	Коэфф. крепости, ед. Strength coefficient, ed	
	сжатию compression	растяжению tensile		$\varphi_0$	$\varphi$ при $0,5\sigma_{сж}$ $\varphi$ at $0,5\sigma_{com}$		по Протодакинову М.М. Protodiakonov M.M.	по Барону Л.И. Baron L.I.
Рисчорриты Rischorrity	204	7,4	28	69	41	19,9	20	9
Рисчоррит-ювиты Rischorrit-yuvity	98	3,9	25	68	40	10,4	10	6
Ювиты Yuvity	199	7,4	27	68	41	19,7	20,	9
Ювиты лейкократовые Yuvity lejkokratovye	110	6,0	18	64	39	13,7	11	7
Уртиты Urtity	111	4,5	25	67	40	11,3	11	6
Мончикиты Monchikity	276	16,6	17	62	39	34,7	28	13

Таблица 2. Расчетные прочностные характеристики массива горных пород

Table 2. Calculated strength characteristics of rock mass

Литотип породы Lithological type of rocks	Объемный вес, т/м³ Volume weight, t/m³	Сцепление в образце, т/м² Coupling in the sample, t/m²	Коэффициент струк- турного ослабления Coefficient of struc- tural weakening	Сцепление, т/м² Coupling, t/m²			Угол внутреннего трения, градус Angle of internal friction, degree		
				с учетом коэффициента запаса устойчивости taking into account the safety factor					
				1,0	1,3	1,5	1,0	1,3	1,5
Коренные породы/Bedrocks									
Рисchorриты Rischorrity	2,76	2028	0,0163/0,0420	33,0/85,1	25,3/65,4	22,0/56,7	41	33,7	30,0
Рисchorрит-ювиты Rischorrit-yuvity	2,70	1061		17,3/44,5	13,3/34,2	11,53/29,6	40	32,8	29,2
Ювиты Yuvity	2,70	2008		32,7/84,3	25,1/64,8	21,8/56,2	41	33,7	30,0
Уртиты Urtity	2,66	1151		18,7/48,3	14,3/37,1	12,4/32,2	40	32,8	29,2
Прочностные характеристики по поверхностям ослабления/Strength characteristics of the surfaces of the weakening									
				10	7.6	6.6	25	19.7	17.2

Примечание: 1) в числителе приведены значения коэффициента структурного ослабления и свойства пород зоны интенсивной трещиноватости; в знаменателе – ниже зоны интенсивной трещиноватости; 2) корректировка исходных данных и недостающие данные по физико-механическим свойствам приняты на основании исследований; 3) значения объемного веса и угла внутреннего трения пород зоны интенсивной трещиноватости и пород, залегаемых ниже этой зоны, ввиду отсутствия данных для зоны интенсивной трещиноватости, приняты одинаковыми.

Note: 1) the numerator shows the values of the coefficient of structural weakening and the properties of the rocks of the zone of intense fracturing; in the denominator – below the zone of intense fracturing; 2) adjustment of the initial data and missing data on physicomaterial properties taken on the basis of the research; 3) the values of the volume weight and the angle of internal friction of the rocks of the zone of intense fracturing and rocks lying below this zone, due to the lack of data for the zone of intense fracturing, are assumed to be the same.

ностью,  $t$ ;  $\sin(\varphi)$  –  $\sin$  угла наклона площадки, градус;  $\cos(\varphi)$  –  $\cos$  угла наклона площадки, градус;

$$P_i = \gamma a_i h_i,$$

$y_i$  – средняя ордината кривой скольжения в пределах блока;  $a_i$  – ширина расчетного блока, м;  $\gamma$  – объемный вес пород в расчетном блоке, (т/м<sup>3</sup>);  $h_i$  – высота расчетного блока.

Массив находится в предельном состоянии, если разность удерживающих и сдвигающих сил  $\Delta T$  равна нулю по наиболее напряженной поверхности.

Коэффициент запаса  $n$  устойчивости откоса определялся для наиболее напряженной поверхности скольжения по формуле методом алгебраического сложения сил:

$$n = \frac{\sum [(N_i - D_i) \operatorname{tg} \rho_i + C_i l_i]}{\sum T_i},$$

где  $\rho_i$  – угол внутреннего трения пород, градус.

Величина сейсмичности определяется по соответствующим схематическим картам СНиП II-7-81\* [18].

Таблица 3. Значения коэффициента сейсмичности

Table 3. Values of the seismicity coefficient

Показатель Indicator	Ед. изм. Unit	Значения Values				
Расчетная сейсмичность Estimated seismicity	Балл Point	6	7	8	9	10
Коэффициент сейсмичности Seismicity coefficient	$m$	0,01	0,025	0,05	0,10	0,25

Сейсмическая сила для каждого расчетного блока (отсека) принимается равной произведению веса отсека на коэффициент сейсмичности  $m$ , определяемый согласно табл. 3 [19].

Для условий района расположения месторождения коэффициент сейсмичности принимается  $m=0,025$  (7 баллов).

Коэффициент запаса  $n$  устойчивости откоса с учетом сейсмичности определялся по формуле:

$$n = \frac{\sum [(N_i - m P_i \sin \varphi_i) \operatorname{tg} \rho_i + C_i l_i]}{\sum T_i + \sum P_i m \cos \varphi_i}.$$

Коэффициент запаса устойчивости откоса  $\eta$  с учетом влияния сейсмических нагрузок и силы гидростатического давления определялся по формуле:

$$n = \frac{\sum [(N_i - D_i - m P_i \sin \varphi_i) \operatorname{tg} \rho_i + C_i l_i]}{\sum T_i + \sum P_i m \cos \varphi_i}.$$

Критерием оценки обеспечения устойчивости откосов является соблюдение условия равновесия сдвигающих и удерживающих сил, выражаемых формулой Г.Л. Фисенко

$$\eta = \frac{\sum F_{уд}}{\sum F_{сдв}},$$

где  $\eta$  – коэффициент запаса устойчивости;  $F_{уд}$  – сумма удерживающих сил;  $F_{сд}$  – сумма сдвигающих сил по поверхностям скольжения.

Ниже приводится характеристика состояния горного массива при разных значениях величин  $\eta$ :

- $\eta > 1,5$ – $2,0$  – горный массив не подвержен деформациям;

- $\eta \geq 1,3-1,5$  – в прибортовых массивах могут отмечаться преимущественно упругие относительные горизонтальные деформации не более  $1 \cdot 10^{-3}$  [17];
- $\eta = 1,2-1,3$  – относительные горизонтальные деформации могут достигать  $(2-5) \cdot 10^{-3}$ ;
- $\eta = 1,1-1,2$  – появляются заколы, горизонтальные деформации достигают  $30 \cdot 10^{-3}$ , а общие величины смещений – до  $1,5-2,0$  м;
- $\eta = 1,0-1,1$  – прибортовой массив находится в состоянии предельного равновесия;
- $\eta < 1,0$  – состояние прибортового массива оценивается как неустойчивое.

При оценке устойчивости откосов бортов и их элементов на предельном контуре коэффициент запаса устойчивости, в соответствии с рекомендациями нормативной документации [17], должен составлять не менее:

- $\eta = 1,3$  – для бортов карьерной выемки;
- $\eta = 1,5$  – для уступов, сложенных трещиноватыми породами, при сроке стояния до 5 лет, и не менее  $\eta = 2,0$  – для уступов со сроком стояния более 5 лет [17].

Расчет устойчивости бортов произведен согласно «Методическим указаниями ...». Расчёты устойчивости по определению параметров откосов бортов выполнены методом алгебраического сложения сил [17].

Поверхность скольжения в однородном массиве, примыкающем к откосу, построена с учетом ширины возможной призмы обрушения (АВ) и высоты вертикальной трещины отрыва ( $H_{90}$ ):

$$AB = \frac{2H \left[ 1 - \operatorname{ctg} \alpha \cdot \operatorname{tg} \left( \frac{\alpha + \rho}{2} \right) \right] - 2H_{90}}{\operatorname{ctg} \varepsilon + \operatorname{tg} \left( \frac{\alpha + \rho}{2} \right)},$$

где  $H$  – высота откоса, м;  $\alpha$  – угол откоса, градус;  $\varepsilon$  – угол элементарных площадок скольжения к направлению наибольшего главного напряжения, градус.

$$H_{90} = \frac{2\kappa}{\gamma} \operatorname{ctg} \varepsilon;$$

$$\varepsilon = 45^\circ - \rho / 2.$$

#### Оценка устойчивости откосов бортов на предельном контуре, соответствующем проектным решениям

Результаты поверочных расчетов запаса устойчивости бортов приведены в табл. 4.

Поверочные расчеты устойчивости откосов бортов на проектном предельном контуре и по варианту отработки по характерным профильным линиям (табл. 4) показали, что их устойчивость в основном обеспечивается нормативным коэффициентом запаса устойчивости ( $\eta = 1,3$ ). Исключением являются участки северо-западного борта в висячем боку (в его нижней части) по пр.л. 29 и 33.

**Таблица 4.** Сводная таблица расчета коэффициента запаса устойчивости бортов (нормативный коэффициент запаса устойчивости  $\eta = 1,3$ )

**Table 4.** Summary table of calculation of the board stability factor (regulatory factor of resistance  $\eta = 1,3$ )

№ профильной линии Profile line no.	Ориентация борта Board orientation	Высота борта, м Board height, m	Угол наклона борта, градус Board angle, degree	Поверхность скольжения Sliding surface	Коэффициент запаса устойчивости Stability safety factor	Коэффициент запаса устойчивости с учетом Stability factor with regard to		
						сейсмичности района area seismicity	уровня грунтовых вод ground water level	сейсмичности района и уровня грунтовых вод area seismicity and ground water level
ПР.Л.29	СЗ	328	41	S1	>1,5	>1,5	1,48	1,41
		282	50	S2	>1,5	1,49	1,39	1,33
		165	53	S3	>1,5	>1,5	1,37	1,30
		43	75	S4	1,31	1,27	–	–
	ЮВ	283	37	S1	>1,5	>1,5	>1,5	>1,5
		207	42	S2	>1,5	>1,5	>1,5	>1,5
ПР.Л.33	СЗ	58	65	S3	1,38	1,33	–	–
		323	44	S1	>1,5	>1,5	1,45	1,38
		301	49	S2	1,51	1,44	1,37	1,31
		60	78	S3	1,26	1,22	–	–
ПР.Л.33	ЮВ	110	43	S1	>1,5	>1,5	–	–
		87	38	S2	>1,5	>1,5	>1,5	>1,5
		199	36	S3	>1,5	>1,5	>1,5	>1,5
		57	59	S4	>1,5	1,46	–	–

Примечание: 1) расчеты устойчивости бортов правомерны при условии отсутствия поверхностей ослабления в прибортовых массивах, при наличии поверхностей ослабления с падением в выработку откосы необходимо заоткашивать по этим поверхностям; 2) красным цветом выделены значения коэффициента запаса устойчивости меньше нормативного значения ( $\eta = 1,3$ ).

Note: 1) calculations of side stability are legitimate, provided that there are no weakening surfaces in the pit wall arrays, in the presence of weakening surfaces with a fall in the development of slopes, it is necessary to roll them along these surfaces; 2) the values of the safety factor for stability less than the standard value ( $\eta = 1,3$ ) are in red.

#### Оценка устойчивости откосов вскрышных уступов при изменении их основных параметров – высоты и углов наклона

Произведена оценка возможности изменения проектных параметров вскрышных уступов и борта карьера на предельном контуре при отсутствии в прибортовом массиве осложняющих факторов, каковыми могут являться поверхности ослабления, обводненность, сейсмичность, а также при их наличии.

Произведены расчеты для двоянных уступов суммарной высотой 30 м (проектное значение) и для строганных уступов суммарной высотой 45 м. Значения углов наклона уступов на предельном контуре в расчетах приняты в диапазоне от  $55^\circ$  до  $90^\circ$ . Результаты расчетов устойчивости уступов приведены в табл. 5.

Согласно расчетам, результаты которых приведены в табл. 5, устойчивость вскрышных уступов с нормативным коэффициентом запаса устойчивости  $\eta = 1,5$  в висячем борту:

а) обеспечивается при следующих параметрах (при отсутствии в прибортовом массиве поверхностей ослабления):

- для уступов в выветрелых породах  $H=30$  м,  $\alpha=60^\circ$ , а также  $H=45$  м,  $\alpha=55^\circ$ ;
- для уступов в невыветрелых породах  $H=30$  м,  $\alpha=70^\circ$ , а также  $H=45$  м,  $\alpha=65^\circ$ .

Таблица 5. Сводная таблица расчета коэффициента запаса устойчивости уступов (нормативный коэффициент запаса устойчивости  $\eta=1,5$ )

Table 5. Summary table of calculation of ledge stability factor (regulatory factor of resistance  $\eta=1,5$ )

Высота уступа Н, м Ledge height Н, m	Угол наклона уступа $\alpha$ , градус Ledge angle $\alpha$ , degree	Коэффициент запаса устойчивости Stability safety factor	Коэффициент запаса устойчивости с учетом Stability factor with regard to		
			сейсмичности района area seismicity	уровня грунтовых вод ground water level	сейсмичности района и уровня грунтовых вод area seismicity and ground water level
Откосы уступов в выветрелых породах висячего борта Slopes of ledges in the weathered rocks of the hanging board					
30	60	>1,5	>1,5	>1,5	>1,5
45	55	>1,5	>1,5	1,5	1,44
Откосы уступов в невыветрелых породах висячего борта Slopes of ledges in the unweathered rocks of the trailing board					
30	70	>1,5	>1,50	>1,5	>1,5
45	65	>1,5	>1,5	1,48	1,41
30	90	1,32	1,27	1,24	1,19
Откосы уступов в выветрелых породах лежащего борта Slopes of ledges in the weathered rocks of the lying board					
30	60	1,37	1,32	-	-
30	80	0,87	0,84		
45	55	1,18	1,14		
45	80	0,78	0,75		
Откосы уступов в невыветрелых породах лежащего борта Slopes of ledges in the unweathered rocks of the lying board					
30	70	1,44	1,40	-	-
30	80	0,97	0,94		
45	65	1,19	1,15		
45	80	0,78	0,75		

Примечание: 1) параметры уступов борта в висячем боку прибортового массива поверхностей ослабления; 2) расчет для уступов борта в лежащем боку выполнен с учетом вероятной поверхности ослабления по Главному разлому, откосы уступов не соответствуют требованиям устойчивости; 3) красным цветом выделены значения коэффициента запаса устойчивости меньше нормативного значения ( $\eta=1,5$ ).

Note: 1) parameters of the side ledges in the hanging side are valid without attenuation surfaces in the instrument array; 2) calculation for the ledges of the board in the recumbent side is made taking into account the probable weakening surface along the Main fault, the slopes of the ledges do not meet the requirements of stability; 3) the values of the safety factor less than the standard ones ( $\eta=1,5$ ) are highlighted in red.

б) не обеспечивается:

- для уступов высотой 45 м и углом наклона уступа  $\alpha=55^\circ$  в выветрелых породах и в породах зоны затухающей трещиноватости при появлении любого из осложняющих факторов (коэффициент запаса устойчивости снижается до значения 1,44). Если принять во внимание тот факт, что сейсмическая активность в той или иной интенсивности в рассматриваемых горно-

геологических условиях проявляется с практической регулярностью, постановка уступов на предельном контуре в висячем борту с точки зрения обеспечения безопасности, согласно геомеханическим расчетам, допустима только высотой 30 м;

- для уступов 30 и 45 м с углами падения  $\alpha=90^\circ$  и  $\alpha=65^\circ$  соответственно.

Укручение угла откоса вскрышного уступа высотой  $H=30$  м в висячем борту более  $60^\circ$  в зоне выветривания и более  $70^\circ$  – в зоне затухающей трещиноватости не представляется возможным с точки зрения обеспечения безопасности работы под такими уступами. Как показали расчеты, укручение приводит к значительному снижению коэффициента запаса устойчивости (от 1,32 до 1,19, табл. 5), что может повлечь обрушение вскрышных уступов и в целом к нарушению целостности борта.

Согласно расчетам, результаты которых также приведены в табл. 5, устойчивость вскрышных уступов с нормативным коэффициентом запаса устойчивости  $\eta=1,5$  даже при отсутствии в прибортовом массиве поверхностей ослабления не обеспечивается в лежащем борту:

- при укручении углов откосов вскрышных уступов высотой  $H=30$  м и в выветрелых породах, и в породах зоны затухающей трещиноватости до  $\alpha=80^\circ$  и  $\alpha=90^\circ$ . Согласно геомеханическим расчетам, значение коэффициента запаса устойчивости при этом снижается до 0,94 в породах зоны затухающей трещиноватости и до 0,84 – в породах зоны выветривания;
- высоте вскрышного уступа 45 м в выветрелых породах и в породах зоны затухающей трещиноватости при углах падения  $\geq 55^\circ$ . Значение коэффициента запаса устойчивости при этом снижается до величин от 1,14 до 0,75.

При наличии поверхностей ослабления, что свойственно породному массиву лежащего борта, устойчивость вскрышных уступов с нормативным коэффициентом запаса устойчивости  $\eta=1,5$  не обеспечивается даже при проектных значениях параметров уступов на предельном контуре:

- в выветрелых породах –  $H=30$  м,  $\alpha=60^\circ$  ( $K_{\text{зап. уст}}$  не превышает значения 1,32);
- в невыветрелых породах –  $H=30$  м,  $\alpha=70^\circ$  ( $K_{\text{зап. уст}}$  не превышает значения 1,40);

#### Результаты расчета параметров устойчивости откосов бортов открытой горной выработки на предельном контуре

Основным условием обеспечения устойчивости рабочих бортов и уступов, в том числе и находящихся в стадии постановки их в предельное положение, является соблюдение превышения удерживающих сил над сдвигающими, действующими по наиболее напряженной поверхности в прибортовом массиве.

При окончательных расчетах устойчивости откосов бортов карьера, согласно действующим нор-

мативным документам, в исходные прочностные характеристики массива горных пород должен вводиться соответствующий коэффициент запаса устойчивости, значение которого составляет для откоса борта открытой горной выработки на предельном контуре  $\eta=1,3$ .

При расчетах параметров устойчивости откосов бортов использованы расчетные прочностные свойства пород прибортовых массивов (табл. 2).

Расчёты параметров бортов и уступов в условиях отсутствия неблагоприятно ориентированных поверхностей ослабления были выполнены методом алгебраического сложения сил по V схеме [17].

Схема к расчету откоса методом алгебраического сложения сил по наиболее напряженной поверхности приведена на рисунке.

Поверхность скольжения принята как плавная и криволинейная, близкая по форме к круглоцилиндрической.

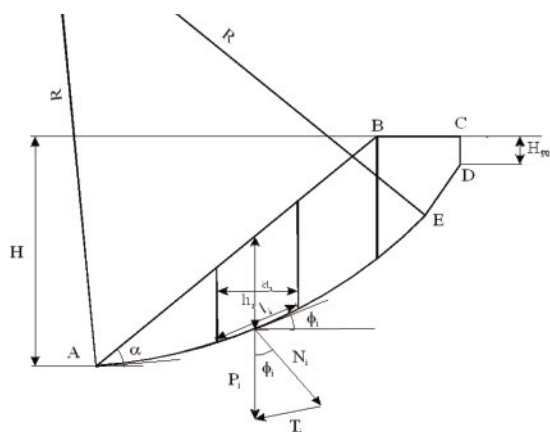


Рисунок. Схема к расчету откоса методом алгебраического сложения сил по наиболее напряженной поверхности

Figure. Scheme to slope calculation by the method of algebraic addition of forces on the most stressed surface

Результаты расчета устойчивых углов откоса бортов на предельном контуре приведены в табл. 6.

Таблица 6. Результаты расчета устойчивых углов откоса бортов на предельном контуре (при нормативном коэффициенте запаса устойчивости  $\eta=1,3$ )

Table 6. Results of calculation of stable angles of repose of the sides on the upper contour (in the normative factor of resistance  $\eta=1,3$ )

Высота борта H, м Board height H, m	50	100	150	200	250	300	350
Угол наклона борта $\alpha$ , град Board angle $\alpha$ , degree	54	50	50	49	49	48	45

Примечание: параметры бортов правомерны при отсутствии в прибортовом массиве поверхностей ослабления. При наличии поверхностей ослабления с падением в выработку откосы необходимо заоткатывать строго по этим поверхностям.

Note: the parameters of the boards are valid in the absence of weakening surfaces in the pit wall array. In the presence of loosening surfaces with a fall in production of slopes, it is necessary to roll back strictly along these surfaces.

## Анализ результатов расчета параметров устойчивости откосов уступов на предельном контуре

Анализируя полученные результаты расчетов значений коэффициента запаса устойчивости вскрышных уступов (табл. 5) и сравнивая их величины с нормативным значением  $\eta$ , которое при сроке стояния уступов до 5 лет должно быть не менее 1,5, установлено следующее.

1. Геомеханическая ситуация в горном массиве всяческого борта карьера свидетельствует о том, что, при условии отсутствия осложняющих факторов, устойчивость уступов на предельном контуре при их проектной высоте 30 м (сдвоенные) и высоте 45 м (строенные) и углах наклона этих уступов: соответственно для выветрелых пород –  $60^\circ$  и  $55^\circ$ , для невыветрелых –  $70^\circ$  и  $65^\circ$  обеспечивается.

Однако следует отметить, что формирование уступа высотой 45 м неприемлемо ни в выветрелых породах, ни в породах зоны затухающей трещиноватости с учетом сейсмичности района и обводненности массива пород из-за снижения показателя коэффициента запаса устойчивости ниже нормативного значения.

Факт неприемлемости в данном случае актуален в связи с тем, что, по данным сейсмических наблюдений ряда последних лет, слабые толчки в массиве ( $E < 10^4$  Дж) регистрируются ежедневно. По мнению ученых Кольского научного центра (КНЦ) [14, 20–23], это обстоятельство объясняется тем, что горные работы на близрасположенных рудниках в совокупности достигли таких объемов, которые обусловили существенное увеличение техногенного воздействия на тектонически-напряженный Хибинский массив, что и стимулирует сейсмическую активность района. Согласно выводам ученых КНЦ, которые занимаются изучением указанной проблемы, в регионе сложилось так называемое «единое геодинамическое пространство» всей системы действующих рудников и сопряженных с горным производством объектов. В пределах указанного пространства неуклонно происходят существенные изменения в естественном уровне напряженно-деформированного состояния массива, что, в свою очередь, в любой момент может обусловить возможность появления техногенной катастрофы. По этим объективным причинам пренебрежение запасом устойчивости элементов борта и борта в целом может иметь очень серьезные, непоправимые последствия.

2. Укручение откоса уступа при его высоте 30 м в породах всяческого борта карьера до  $80-90^\circ$ , даже в зоне затухающей трещиноватости, ведет к резкому снижению коэффициента запаса устойчивости (до  $\eta=1,19$ ), обуславливая отсутствие возможности обеспечения безопасности нахождения людей и механизмов под такими уступами.
3. Состояние уступов с конструктивными параметрами (угол наклона×высота) –  $70^\circ \times 30$  м,

80°×30 м, 55°×45 м и 80°×45 м в выветрелых породах лежащего борта, как показывают расчеты, характеризуется (причем, даже без учета сейсмичности района и уровня грунтовых вод) потерей их устойчивости и соответственно нарушением целостности всего борта. Последнее связано с наличием Главного разлома, являющегося первопричиной трещиноватости и сильной нарушенности массива горных пород (поверхностей ослабления). Следует отметить, что по этой причине, как показывают проверочные расчеты, произведенные по профильным линиям, не соответствуют нормативным требованиям показатели запаса устойчивости и уступов с проектными параметрами 60°×30 м в лежащем борту карьера.

4. Геомеханическая обстановка уступов с конструктивными параметрами (угол наклона×высота) 70°×30 м, 80°×30 м, 65°×45 м и 80°×45 м в невыветрелых породах лежащего борта в целом аналогична ситуации в выветрелых породах – наблюдается небольшое увеличение, по сравнению с зоной повышенной трещиноватости, коэффициента запаса устойчивости до 5,0 %. Однако его величины также не отвечают нормативному значению запаса устойчивости.
5. Полученные значения коэффициента запаса устойчивости уступов высотой 30 и 45 м с углом наклона 80° в породах лежащего (рабочего) борта карьера свидетельствуют о существенной потере устойчивости пород и соответственно о недостижимости требуемого уровня безопасности ведения горных работ.
6. Таким образом, с целью обеспечения сохранности борта, безопасности ведения горных работ и исключения опасных деформаций прибортового массива в условиях рассматриваемого карьера (месторождения), где лежащий борт является рабочим, несущим развитую транспортную систему, рассмотрение предельного (наихудшего) случая (откосы уступов в выветрелых породах), когда увеличение высоты уступа до 45 м и угла его наклона более 55° для выветрелых пород и 65° – для невыветрелых, является недопустимыми. При этом в рассматриваемых горно-геологических условиях также не допускается укрупнение откоса уступа более 60° для выветрелых и 70° – для невыветрелых пород при его высоте 30 м.

#### Выводы

После детального изучения горно-геологических условий месторождения «Олений ручей» и существующих данных о физико-механических свойствах горных пород, слагающих массив рассматриваемого месторождения, полученных в результате геологоразведки и исследований, проводимых в течение длительного периода времени учеными КНЦ, в ходе работы авторами проведен целый ряд расчетов и построений, целью которых была геомеханическая оценка параметров устойчивости откосов бортов и их элементов, а также по-

иск возможности изменения проектных параметров вскрышных уступов и борта карьера на предельном контуре. Результаты проведенной работы позволяют сделать следующие выводы.

1. Понятно, что экономические факторы обуславливают желание недропользователя укрупнить углы откосов бортов с целью сокращения объемов вскрышных работ. Однако все результаты геомеханических расчетов, произведенные в настоящей работе, особенно для лежащего борта, актуальны при обеспечении безопасности работ на основании существующей нормативно-законодательной базы, а также в случае соответствия расчетных значений коэффициента запаса устойчивости бортов карьера и вскрышных уступов их нормативному значению. Для горно-геологических условий месторождения «Олений ручей» этот факт особенно актуален по следующим важным обстоятельствам:
  - а) исследования и данные о физико-механических и прочностных свойствах вскрышных пород зоны интенсивной трещиноватости в геологических материалах отсутствуют, а взятые аналоги не являются гарантией полной идентичности со свойствами пород рассматриваемого месторождения, тем более, что самым слабым звеном в строении выработанного пространства карьера «Олений ручей» является лежащий борт, в котором располагается Главный разлом, который более всего влияет на прочностные свойства пород, слагающих этот борт, и этот фактор сам по себе уникален. По этой причине расчеты, опирающиеся на аналоговые характеристики из других горно-геологических условий, априори не могут на 100 % гарантировать точность и, соответственно, безопасность;
  - б) устойчивость бортов, формируемых при отработке запасов апатит-нефелинового месторождения «Олений ручей», находится под воздействием целого комплекса серьезных факторов природного происхождения: структурно-тектоническое строение прибортового массива (особенно в лежащем борту), его обводненность и сейсмичность.
2. Проверочные расчеты устойчивости откосов бортов на проектном предельном контуре и по варианту отработки по характерным профильным линиям (табл. 4) показали, что их устойчивость в основном обеспечивается нормативным коэффициентом запаса устойчивости ( $\eta=1,3$ ). Исключением являются участки северо-западного борта в висячем боку (в его нижней части) по пр.л. 29 и 33 – соответственно.
3. Выполненными в настоящей работе геомеханическими расчетами определены параметры откосов бортов на предельном контуре, значения которых приведены в табл. 6. Полученные значения параметров правомерны при отсутствии в прибортовом массиве поверхностей ослабления. При наличии поверхностей ослабления с

падением в выработку откосы необходимо заоткашивать строго по этим поверхностям.

### Заключение

Результаты выполненных исследований и проведенные расчеты для условий лежащего борта показали, что нормативный коэффициент запаса устойчивости уступов на предельном контуре может быть обеспечен только в том случае, если они заоткашиваются по поверхностям ослабления (по падению Главного разлома или др.), подрезка которых недопустима.

Рекомендованы параметры откосов бортов карьера и их элементов на предельном контуре. Поверочные расчеты устойчивости на проектном

предельном контуре и по рекомендованному варианту отработки показали, что их устойчивость в основном обеспечивается нормативным коэффициентом запаса устойчивости ( $\eta=1,3$ ).

Последующая отработка месторождения возможна по варианту, который предусматривает максимальное вовлечение в отработку прибортовых и подкарьерных запасов в существующих границах горного отвода карьера из условий обеспечения заезда с поверхности на самый нижний горизонт, в том числе вовлечение в отработку части подкарьерных запасов рудных тел, прослеженных эксплуатационной разведкой в юго-западной части поля рудника с углубкой проектных границ на 15–45 м, а в северо-восточной – до гор. +135 м.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Козырев А.А., Семёнова И.Э., Аветисян И.М. Геомеханическое обоснование безопасной отработки стыковочных зон на Юкспорском месторождении // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № 4. – С. 84–92.
2. Калужный А.С. Определение параметров нарушенной зоны и объёмов потенциальных вывалов для условий карьера «Олений ручей» // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2016. – № 7. – С. 403–412.
3. Рыбин В.В., Потапов Д.А., Калужный А.С. Районирование карьерного поля месторождения Олений ручей по глубине с использованием геомеханической классификации профессора Д. Лобшира // Проблемы недропользования. – 2014. – № 1. – С. 44–52.
4. Рыбин В.В., Калужный А.С., Потапов Д.А. Геомеханическое обоснование параметров борта карьера на месторождении «Олений ручей» и мониторинг его устойчивости // Мониторинг природных и техногенных процессов при ведении горных работ. Геомеханический мониторинг геологической среды природотехнических систем: Труды международной конференции. – Апатиты, 2013. – С. 180–187.
5. Dowling J., Beale G., Bloom J. Designing a large scale pit slope depressurization system at Bingham canyon // Reliable Mine Water Technology: International mine water association annual conference. – Denver, Colorado, USA, 2013. – V. I. – P. 119–125.
6. Risk evaluation of slope failure at the Chuquicamata mine / A. Tapia, L.F. Contreras, M. Jefferies, O. Steffen // Slope Stability 2007. Proc. of 2007 International Symposium on rock slope stability in open pit mining and civil engineering. Ed. by Y. Potvin. – Perth Australia: Australian Centre for Geomechanics, 2007. – P. 477–495.
7. The Transition from open pit to underground mining: An Unusual Slope Failure Mechanism at Palabora / R.K. Brummer, H. Li, A. Moss, T. Casten // Proc. of international symposium on stability of rock slopes in open pit mining and civil engineering. – Cape Town, 2006. – P. 411–420.
8. Wines D.R., Lilly P.A., Measurement and analysis of rock mass discontinuity spacing and frequency in part of the Fimiston open pit operation in Kalgoorlie, Western Australia: a case study // International journal of rock mechanics & mining science. – 2002. – V. 39. – № 5. – P. 589–602.
9. Руководство по проектированию бортов карьера / под ред. Д. Рид, П. Стейси / Пер с англ. – Екатеринбург: Правовед, 2015. – 544 с.
10. Laubcher D.H. A geomechanics classification system for rating of rock mass in mine design // Journal South Africa inst. of mining and metallurgy. – 1990. – V. 90. – № 10. – P. 257–273.
11. Kozyrev A.A., Semenova I.E., Zemtsovskiy A.V. Complex geomechanical research of the rock mass during underground mining in tectonically stressed rock mass, the Oleniy Ruchey deposit // Proc. of the 3' SinoRussian Joint Scientific Technical Forum on Deep level Rock Mechanics and Engineering. – China, Nanjing, 2013. – P. 20–29.
12. Laubcher D.H., Jacobec J. The MRMR (Mining Rock Mass Rating) rock mass classification for jointed rock masses // Foundations for Design. – 2000. – P. 475–481.
13. Haines A., Terbrugge P.J. Preliminary estimation of rock slope stability using rock mass classification systems // Proc. 7th Cong. on mechanics. ISRM. – Aachen, Germany. Ed. by W. Wittke. Publ. Balkema, Rotterdam. – 1991. – V. 2. – P. 887–892.
14. Отчет о научно-исследовательской работе «Инженерно-геологические условия разработки апатитонефелинового месторождения Олений ручей». – Апатиты: Горный институт Кольского научного центра Российской академии наук, 2009. – 160 с.
15. Отчет о научно-исследовательской работе «Регламент на укрупнение бортов карьера месторождения апатит-нефелиновой руды Олений ручей». – Апатиты: Горный институт Кольского научного центра Российской академии наук, 2012. – 175 с.
16. Отчет о научно-исследовательской работе «Определение основных параметров физико-механических свойств горных пород по разрезу структурной инженерно-геологической скважины для оценки геомеханических условий проходки главного ствола». – Апатиты: Горный институт Кольского научного центра Российской академии наук, 2013. – 142 с.
17. Методические указания по определению углов наклона бортов, откосов уступов и отвалов строящихся и эксплуатируемых карьеров. – Л.: Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела (ВНИМИ), 1972. – 160 с.
18. СНиП 11–7–81\* «Строительство в сейсмических районах». – М.: Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ, 2014. – 131 с.
19. Отчет о научно-исследовательской работе «Разработка основных технологических решений (регламента) для вскрытия и отработки прибортовых и подкарьерных запасов верхнего яруса месторождения «Олений ручей». – Новосибирск: Институт горного дела Сибирское отделение Российской академии наук (ИГД СО РАН), 2018. – 180 с.
20. Лобанов Е.А., Чайкин Д.А., Меньшиков П.Ю. Разработка технологических решений вскрытия и отработки прибортовых и подкарьерных запасов апатито-нефелиновых руд // Фундаментальные и прикладные науки в горном деле. – 2018. – Т. 5. – № 1. – С. 88–93.
21. Калужный А.С., Земцовский А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния массива пород в окрестности

- карьерной выемки месторождения «Олений ручей» // Труды Ферсмановской научной сессии Горного института Кольского научного центра Российской академии наук. – 2017. – № 14. – С. 278–282.
22. Козырев А.А., Семенова И.Э., Журавлева О.Г. Влияние природных и техногенных факторов на проявление сейсмичности на рудниках Хибинского массива // Триггерные эффекты в геосистемах: тезисы докладов IV Всероссийской конференции с международным участием. – М.: ГЕОС, 2017. – С. 46–47.
23. Kozыrev A.A., Semenova I.E., Zemtsovskiy A.V. Investigation of geomechanical features of the rock mass in mining of two contiguous deposits under tectonic stresses // Procedia Engineering. – 2017. – V. 191. – P. 324–331. DOI: 10.1016/j.pro-eng.2017.05.188

*Поступила 21.01.2019 г.*

#### **Информация об авторах**

**Немова Н.А.**, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории «Открытые горные работы» Института горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук.

**Бельш Т.А.**, инженер лаборатории «Открытые горные работы», Института горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук.

UDC 622.271

## **GEOMECHANICAL ESTIMATION OF STABILITY PARAMETERS OF PIT SLOPE SCALE AND BATTERS WHEN DEVELOPING THE APATITE-NEPHELINE ORE DEPOSIT «OLENIY RUCHEY»**

**Natalya A. Nemova<sup>1</sup>,**  
nemova-nataly@mail.ru

**Tatyana A. Belsh<sup>1</sup>,**  
tata0303@bk.ru

<sup>1</sup> Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,  
54, Krasny avenue, Novosibirsk, 630091, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to conduct safely mining in quarries with a depth of over 360 m. Increasing production volumes is possible with significant deepening; to reduce the amount of overburden it is necessary to twist the side slopes and ledges. To solve this issue, it is necessary to know the geomechanical situation of the benches and sides both on the limiting contour and when changing their basic parameters – height and inclination angle.

**The main aim** of the research is to analyze the mining and geological conditions of the «Oleniy ruchey» deposit and the existing data on physicommechanical properties of the rocks forming the massif of the deposit in question, to calculate and check the stability of the slopes of the pit's edges on the marginal contour and to find the possibility of tilting the sides and overburden ledges during mining.

**Object:** large deposit of apatite-nepheline ores «Oleniy ruchey».

**Methods:** mining and geological analysis of the «Oleniy ruchey» deposit and analysis of existing data on the physicommechanical properties of rocks composing the array of the deposit in question, analytical calculations of the stability of slope elements.

**Results.** The authors have obtained the data of calculations of slope stability without attenuation surfaces in the near-side massif of the border in the hanging side of the ore deposit (hanging side) and taking into account the angle of incidence of the Main fault at the angle of 40–45° while forming the open-pit side in the bottom wall (recumbent board), and taking into account as well the seismicity of the area and groundwater level. The parameters of the slopes of the sides of the limit circuit were determined. The obtained values of the parameters are valid in the absence of weakening surfaces in the near-surface array. In the presence of loosening surfaces with a fall in the production of slopes, it is necessary to roll back strictly along these surfaces.

### **Key words:**

Quarry, mine, pit, batter, slope, slope (side, ledge), pit wall reserves, rock mass, geomechanical substantiation, stress-strain state, stability, safety factor, destruction, development system, safety, efficiency.

### **REFERENCES**

1. Kozyrev A.A., Semenov I.E., Avetisyan I.M. Geomechanical substantiation of safe mining of connecting zones at the Yuksorsky deposit. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 2015, no. 4, pp. 84–92. In Rus.
2. Kalyuzhny A.S. Determination of the parameters of the disturbed zone and the volumes of potential dumps for the conditions of the Oleniy Ruchey quarry. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 2016, no. 7, pp. 403–412. In Rus.
3. Rybin V.V., Potapov D.A., Kalyuzhny A.S. Zoning of the open pit mine at Oleniy Ruchey deposit by depth using the geomechanical classification of professor D. Lobshire. *Problems of Subsoil Use*, 2014, no. 1, pp. 44–52. In Rus.
4. Rybin V.V., Kalyuzhny A.S., Potapov D.A. Geomekhanicheskoe obosnovanie parametrov borta karera na mestorozhdenii «Oleniy ruchey» i monitoring ego ustoychivosti [Geomechanical substantiation of the pit's board parameters at the Oleniy Ruchey deposit and monitoring its sustainability]. *Monitoring prirodnykh i tekhnogennykh protsessov pri vedenii gornykh rabot. Geomekhanicheskyy monitoring geologicheskoy sredy prirodotekhnicheskikh sistem. Trudy mezhdunarodnoy konferentsii* [Proceedings of the International conference. Monitoring of natural and man-made processes in mining. Geomechanical monitoring of the geological environment of environmental systems]. Apatity, 2013. pp. 180–187.
5. Dowling J., Beale G., Bloom J. Designing a large scale pit slope depressurization system at Bingham canyon. *International Mine Water Association Annual Conference. Reliable Mine Water Technology*. Denver, Colorado, USA, 2013. Vol. I, pp. 119–125.
6. Tapia A., Contreras L.F., Jefferies M., Steffen O. Risk evaluation of slope failure at the Chuquicamata mine. *Slope Stability 2007. Proc. of 2007 International Symposium on Rock Slope Stability in Open Pit Mining and Civil Engineering*. Ed. by Y. Potvin. Australia, Australian Centre for Geomechanics, 2007. pp. 477–495.
7. Brummer R.K., Li H., Moss A., Casten T. The Transition from open pit to underground mining: An Unusual Slope Failure Mechanism at Palabora. *Proc. of International symposium on stability of rock slopes in open pit mining and civil engineering*. Cape Town, 2006. pp. 411–420.
8. Wines D.R., Lilly P.A., Measurement and analysis of rock mass discontinuity spacing and frequency in part of the Fimiston open pit operation in Kalgoorlie, Western Australia: a case study. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Science*, 2002, vol. 39, no. 5, pp. 589–602.
9. *Rukovodstvo po proektirovaniyu bortov karyera* [Guidelines for open pit slope design]. Eds. J. Read, P. Stacey. Translated from English. Ekaterinburg, Pravoved Publ., 2015. 544 p.
10. Laubcher D.H. A geomechanics classification system for rating of rock mass in mine design, *Journal South Africa Inst. of Mining and Metallurgy*, 1990, vol. 90, no. 10, pp. 257–273.
11. Kozyrev A.A., Semanova I.E., Zemtsovskiy A.V. Complex geomechanical research of the rock mass during underground mining in tectonically stressed rock mass, the Oleniy Ruchey deposit. *Proc. of the 3<sup>rd</sup> Sino-Russian Joint Scientific Technical Forum on Deep level Rock Mechanics and Engineering*. China, Nanjing, 2013. pp. 20–29.
12. Laubcher D.H., Jacubec J. The MRMR (Mining Rock Mass Rating) rock mass classification for jointed rock masses. *Foundations for Design*, 2000, pp. 475–481.
13. Haines A., Terbrugge P.J. Preliminary estimation of rock slope stability using rock mass classification systems. *Proc. 7<sup>th</sup> Cong. on mechanics. ISRM. Aachen, Germany*. Ed. by W. Wittke. Rotterdam, Publ. Balkema, 1991. Vol. 2, pp. 887–892.

14. *Otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote «Inzhenerno-geologicheskie usloviya razrabotki apatit-nefelinovogo mestorozhdeniya Oleniy Ruchey»* [Report on the research work «Engineering and geological conditions for development of the Oleniy Ruchey apatite-nepheline deposit»]. Apatity, Mining Institute of the Kolskiy Scientific Center Russian Academy of Sciences Publ., 2009. 160 p.
15. *Otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote «Reglament na ukrucheniye bortov karera mestorozhdeniya apatit-nefelinovoy rudy Oleniy Ruchey»* [Report on the research work «Regulations for the tilting of the pit sides of the pit of the Oleniy Ruchey apatite-nepheline ore deposit»]. Apatity, Mining Institute of the Kolskiy Scientific Center Russian Academy of Sciences Publ., 2012. 175 p.
16. *Otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote «Opredeleniye osnovnykh parametrov fiziko-mekhanicheskikh svoystv gornykh porod po razrezu strukturnoy inzhenerno-geologicheskoy skvazhiny dlya otsenki geomekhanicheskikh usloviy prokhodki glavnogo stvola»* [Report on the research work «Determination of the main parameters of the physicommechanical properties of rocks from the section of a structural engineering-geological well for assessment of the geomechanical conditions of penetration of the main wellbore»]. Apatity, Mining Institute of the Kolskiy Scientific Center Russian Academy of Sciences Publ., 2013. 142 p.
17. *Metodicheskie ukazaniya po opredeleniyu uglov naklona bortov, otkosov ustupov i otvalov stroyashchikhsya i ekspluatiruemyykh karerov* [Guidelines for determination of the inclination angles of the sides, slopes of batters and dumps under construction and exploited quarries]. Leningrad, Research Institute of Mining Geomechanics and Surveying Publ., 1972. 160 p.
18. *SNIP 11-7-81\*. Stroitel'stvo v seismicheskikh rayonakh* [SRG 11-7-81\* Construction in seismic areas]. Moscow, Ministry of construction and housing and communal services RF Publ., 2014. 131 p.
19. *Otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote «Razrabotka osnovnykh tekhnologicheskikh resheniy (reglamenta) dlya vskrytiya i otrabotki pribortovykh i podkarernykh zapasov verkhnego yarusy mestorozhdeniya Oleniy Ruchey»* [Report on the research work «Development of the main technological solutions (regulations) for opening and testing of pit bottom and pit wall reserves of the upper tier of the Oleniy Ruchey deposit»]. Novosibirsk, Institute of Mining Siberian Branch Russian Academy of Sciences Publ., 2018. 180 p.
20. Lobanov E.A., Chaykin D.A., Menshikov P.Yu. Development of technological solutions for the opening and mining of pit wall and pit bottom reserves of apatite-nepheline ores. *Fundamental and applied Sciences in mining*, 2018, vol. 5, no. 1, pp. 88–93. In Rus.
21. Kalyuzhny A.S., Zemtsovskiy A.V. Investigation of the stress-strain state of the rock mass in the vicinity of the quarry excavation of the Oleniy Ruchey deposit. *Proc. of the Fersmanovskiy Scientific Session of the Mining Institute of the Kola Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*, 2017, no. 14, pp. 278–282. In Rus.
22. Kozyrev A.A., Semenova I.E., Zhuravleva O.G. Vliyaniye prirodnykh i tekhnogennykh faktorov na proyavleniye seysmichnosti na rudnikakh Hibinskogo massiva [The influence of natural and technogenic factors on manifestation of seismicity in the mines of the Khibiny massif]. *Triggernye efekty v geosistemakh. Tezisy dokladov IV Vserossiyskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Trigger effects in geosystems. Abstracts of the IV All-Russian Conference with international participation]. Moscow, GEOS Publ., 2017. pp. 46–47.
23. Kozyrev A.A., Semenova I.E., Zemtsovskiy A.V. Investigation of Geomechanical Features of the Rock Mass in Mining of Two Contiguous Deposits under Tectonic Stresses. *Procedia Engineering*, 2017, vol. 191, pp. 324–331.

Received: 21 January 2019.

#### Information about the authors

**Natalya A. Nemova**, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Mining Siberian Branch Russian Academy of Sciences.

**Tatyana A. Belsh**, engineer, Institute of Mining Siberian Branch Russian Academy of Sciences.

УДК 533.21

## РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ ОСНОВНЫХ КОМПОНЕНТ ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ МОЛЕКУЛЯРНОЙ ДИНАМИКИ

Малышев Виктор Леонидович<sup>1</sup>,

Victor.L.malyshev@gmail.com

Моисеева Елена Флоридовна<sup>1</sup>,

Elena.f.moiseeva@gmail.com

Калиновский Юрий Валентинович<sup>1</sup>,

kafedrargkm@mail.ru

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность** работы обусловлена необходимостью определения точного значения коэффициента сверхсжимаемости для подсчета запасов газа, прогнозирования технологических показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений, поведения углеводородной системы при движении в лифтовых трубах, а также подготовки скважинной продукции и ее транспортировки.

**Цель:** разработка программного модуля расчета коэффициента сверхсжимаемости компонент природного газа для улучшения точности определения z-фактора в сравнении с классическим подходом, основанным на использовании уравнения состояния.

**Методы.** Для определения z-фактора используется методика, основанная на использовании уравнения состояния Пенга–Робинсона, его модификация с шифт параметром, а также разработанный авторами программный модуль молекулярно-динамического моделирования, описывающий поведение системы на молекулярном уровне. В качестве модели межатомного взаимодействия частиц рассматривается потенциал Леннард–Джонса и NPT-ансамбль.

**Результаты.** На основе предложенных методов моделирования показано, что метод молекулярной динамики позволяет с достаточной точностью рассчитывать коэффициент сверхсжимаемости для основных углеводородных компонентов природных газов. На основе уравнения состояния Пенга–Робинсона и его модификации с шифт параметром, а также с помощью моделирования методом молекулярной динамики для метана, этана, пропана, азота и двуокиси углерода определены зависимости коэффициента сверхсжимаемости от давления в диапазоне температур от 250 до 410 К. Произведено уточнение параметров потенциала Леннард–Джонса для этана, пропана, азота и двуокиси углерода, что позволило повысить точность при расчете коэффициента сверхсжимаемости. Показано, что средняя абсолютная ошибка метода молекулярной динамики практически во всех расчетах не превышает 3 %.

### Ключевые слова:

Уравнение состояния, коэффициент сверхсжимаемости, моделирование, метод молекулярной динамики, потенциал Леннард–Джонса.

### Введение

Описание и регулирование движения флюида в горной породе, скважинах и трубопроводе требует точных данных о свойствах нефти и газа в широком диапазоне давлений и температур.

Основным компонентом природных газов, представляющих интерес для газовой промышленности, является метан (60–95 %). Помимо метана природные газы содержат также более тяжелые углеводороды и неуглеводородные соединения, такие как диоксид углерода  $\text{CO}_2$ , азот  $\text{N}_2$  и др. Количество тяжелых углеводородов в смеси, как правило, экспоненциально убывает с ростом числа атомов углерода в молекуле, однако наличие таких компонентов может оказывать существенное влияние на термодинамические свойства газа. Когда природный газ содержит значительную долю тяжелых компонентов ( $\text{C}_5+$ ), в пласте возможно проявление так называемых ретроградных явлений (образование жидкой фазы при изотермическом снижении давления в пласте). Выпадение конденсата при добыче газа является серьезной проблемой газодобывающей отрасли, в первую очередь, с

экономической точки зрения. Кроме того, выпадающий конденсат (жидкая фаза) затрудняет продвижение газа к забою скважины. Таким образом, точное описание фазового поведения углеводородов имеет особое значение при разработке газоконденсатных месторождений [1].

Одним из основных параметров, необходимых для прогнозирования фазовых переходов и расчетов количества газа, добываемого и транспортируемого под высоким давлением в широком диапазоне температур, является коэффициент сверхсжимаемости. В глубоко залегающих газовых пластах температура может достигать 200 °С, а давление – 120 МПа. Экспериментальные измерения поведения и термодинамических свойств в таких условиях сложны и требуют значительных финансовых затрат, поэтому необходимы альтернативные методы для получения надежных данных.

Основной подход к определению коэффициента сверхсжимаемости углеводородных смесей основан на использовании уравнения состояния. Несмотря на то, что большинство уравнений состояния было предложено еще в XX в., их сравнитель-

ный анализ и модификация продолжается и по сей день [2, 3]. Следует отметить, что практически все уравнения являются эмпирическими связями, которые требуют точной «настройки» коэффициентов парного взаимодействия между парами углеводородов, что не всегда возможно реализовать в условиях недостатка экспериментальных данных. Предсказание поведения газового конденсата по уравнениям состояния в промышленности, как правило, основано на использовании псевдокомпонентов, чьи термодинамические свойства усредняются для более точного описания фазового поведения. При таком подходе необходимо проводить серьезные исследования фазового и объемного поведения образцов газа, прежде чем проектировать разработку месторождения.

В данной работе предложен новый подход к расчету коэффициента сверхсжимаемости углеводородных компонентов природных газов. С помощью метода молекулярной динамики произведен расчет коэффициента сверхсжимаемости метана, этана, пропана, азота, двуокиси углерода в диапазоне давлений и температур, наиболее характерном для залежей углеводородов. Произведено сравнение результатов моделирования с результатами, полученными при использовании уравнения состояния Пенга–Робинсона и его модификации, а также с известными экспериментальными данными.

#### Уравнение состояния Пенга–Робинсона и его модификация

Использование уравнения состояния позволяет определить важнейшие теплофизические свойства вещества (сверхсжимаемость, теплоемкость, дроссель-эффект и т. д.), знание которых необходимо для рационального проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений, а также в технологических процессах при транспортировке и переработке добываемого сырья.

В работе [2] приведен сравнительный анализ результатов применения уравнений состояния Соаве–Редлиха–Квонга, Пенга–Робинсона, PC-SAFT и SAFT-VR Mie для описания физических свойств компонент природного газа. На сегодняшний день в газовой промышленности есть попытки описания фазовых равновесий и термодинамических свойств с использованием уравнения состояния PC-SAFT. Однако в современных гидродинамических симуляторах в композиционных моделях, учитывающих фазовые переходы, используется уравнение состояния Пенга–Робинсона [4], получившее широчайшее распространение при моделировании фазового поведения углеводородов, которое и рассматривается в данной работе. Уравнение состояния Пенга–Робинсона (УС ПР) имеет вид:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)},$$

где  $a$ ,  $b$  – коэффициенты;  $v$  – мольный объем;  $R$  – универсальная газовая постоянная.

Коэффициенты  $a$  и  $b$  для чистых веществ определяются только свойствами вещества и рассчитываются следующим образом:

$$a = a_c \varphi(T);$$

$$\varphi(T) = [1 + \psi(1 - \sqrt{T/T_{кр}})]^2;$$

$$\psi = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2;$$

$$a_c = 0,457235R^2T_{кр}^2 / P_{кр};$$

$$b = 0,077796RT_{кр} / P_{кр},$$

где  $P_{кр}$ ,  $T_{кр}$ ,  $\omega$  – соответственно критическое давление, критическая температура и ацентрический фактор чистого вещества.

Известна также модификация уравнения состояния Пенга–Робинсона, реализованная Б. Явери и Г. Юнгреном [5], в которой для мольного объема  $v$  вводится поправка  $c$ :

$$\tilde{v} = v - c.$$

Для расчета величины  $c$  рекомендуют использовать так называемый «шифт-параметр»  $s$ :  $c = sb$ , приведенный в табл. 1.

Таблица 1. Шифт-параметр для компонент природного газа

Table 1. Shift-parameter for natural gas components

Компонента/Component	$s$
CH <sub>4</sub>	-0,1595
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-0,1134
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-0,0863
N <sub>2</sub>	-0,1927
CO <sub>2</sub>	-0,0817

Для определения коэффициента сверхсжимаемости на основе уравнения состояния можно использовать обобщенное уравнение Менделеева–Клапейрона для реального газа

$$Z = \frac{PV}{RT}.$$

Использование уравнения состояния Пенга–Робинсона позволяет определить коэффициент сверхсжимаемости на основе решения кубического уравнения:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0,$$

где коэффициенты  $A$ ,  $B$  определяются по формулам:

$$A = \frac{aP}{R^2T^2}; \quad B = \frac{bP}{RT}.$$

#### Метод молекулярной динамики

Одним из современных подходов к исследованию фазового поведения углеводородных смесей является моделирование методом молекулярной динамики (МД). Данный подход позволяет напрямую рассчитывать динамику молекул системы, а также ее термодинамические свойства.

Взаимодействие молекул определяется выбранным потенциалом взаимодействия. Для моделирование углеводородных систем широкое распространение получили потенциалы Ми и Леннард-Джонса [6, 7]. Наиболее известная и простая в реализации потенциальная функция для описания взаимодействия частиц – потенциал Леннард-Джонса:

$$U^{LJ}(r_{ij}) = 4\varepsilon \left[ \left( \frac{\sigma}{r_{ij}} \right)^{12} - \left( \frac{\sigma}{r_{ij}} \right)^6 \right],$$

где  $r_{ij} = |r_i - r_j|$  – расстояние между молекулами  $i$  и  $j$ , а  $r_i, r_j$  – положения частиц  $i$  и  $j$  соответственно;  $\varepsilon$  – глубина потенциальной ямы;  $\sigma$  – расстояние, на котором энергия взаимодействия равна нулю.

Однако использование потенциала Леннард-Джонса для углеводородов возможно лишь при замене молекулы углеводорода, состоящей из атомов двух веществ (углерода С и водорода Н), на одноатомную модель. В работе показано, что при соответствующих параметрах взаимодействия  $\sigma$  и  $\varepsilon$  потенциал Леннард-Джонса позволяет с достаточной точностью рассчитать коэффициент сверхсжимаемости компонент природного газа.

Для моделирования  $z$ -фактора компонентов природного газа методом молекулярной динамики будем рассматривать  $NPT$ -ансамбль, в котором количество частиц, давление и температура постоянны во времени. Детали метода молекулярной динамики и его реализации на гетерогенных вычислительных станциях можно найти в предыдущих работах авторов [8–10]. В качестве исходных данных задана кубическая область с числом молекул  $N=8000$ . Для сохранения температуры и давления в системе используется термостат Берендесена и процедура масштабирования Ньютона–Рафсона. Давление в системе рассчитывается путем осреднения мгновенной функции давления, полученной на основе вириального разложения:

$$P = \frac{Nk_bT}{V} + \left\langle \frac{1}{3V} \sum_{i=1}^{N-1} \sum_j \vec{r}_{ij} \vec{f}_{ij} \right\rangle,$$

где  $N, V$  и  $T$  – число частиц, объем и температура соответственно;  $k_b$  – константа Больцмана;  $\vec{f}_{ij}$  – сила, действующая на частицу  $j$  со стороны частицы  $i$ .

В силу того, что моделирование производится при постоянных параметрах  $N, P, T$ , коэффициент сверхсжимаемости можно определить как отношение заданного давления в рассматриваемой системе к давлению, рассчитанному по уравнению состояния Менделеева–Клапейрона для идеального газа при соответствующей плотности вещества:

$$Z_{MD} = \frac{PM}{\rho_{MD}RT},$$

где  $\rho_{MD}$  – плотность, соответствующая заданному давлению;  $M$  – молярная масса;  $R$  – универсальная газовая постоянная.

## Метан

Экспериментальные исследования метана ( $\text{CH}_4$ ) охватывают широкий температурный диапазон от 100 до 1000 К, а область давлений от 0,1 до 100 МПа. В работе [11] приведено уравнение состояния метана, полученное на основе обобщения экспериментальных данных различных авторов. Оно позволяет с высокой точностью описывать PVT-свойства метана. При этом автором было отмечено, что погрешность в определении плотности во всем диапазоне экспериментальных данных не превышает 0,1 %, а для многих точек существенно меньше (0,02–0,05 %).

Таблица 2. Значения коэффициента сверхсжимаемости метана  
 Table 2.  $Z$ -factor for methane

T, K	P, МПа (MPa)	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	$Z_{\text{экс}}$ (exp)	$Z_{\text{ПП}}/Z_{\text{PR}}$	$Z_{\text{ПП+shift}}/Z_{\text{PR+shift}}$	$Z_{\text{MD}}$
250	1	7,97	0,9682	0,9616	0,9636	0,9712
	5	46,19	0,8355	0,8118	0,8217	0,8544
	10	112,59	0,6855	0,6690	0,6889	0,6976
	15	179,96	0,6433	0,6368	0,6666	0,6430
	20	223,21	0,6915	0,6758	0,7154	0,7001
	25	250,71	0,7696	0,7387	0,7883	0,7737
	30	270,29	0,8566	0,8099	0,8693	0,8649
	50	317,3	1,2162	1,1105	1,2096	1,2323
	80	355,89	1,7349	1,5561	1,7147	1,7735
300	1	6,54	0,9833	0,9978	0,9980	0,9831
	5	34,97	0,9196	0,9786	0,9803	0,9239
	10	75,2	0,8553	0,9018	0,9100	0,8573
	15	117,25	0,8228	0,8337	0,8502	0,8210
	20	155,29	0,8283	0,8047	0,8295	0,8261
	25	186,31	0,863	0,8107	0,8437	0,8584
	30	210,82	0,9152	0,8398	0,8811	0,9168
	50	271,62	1,1839	1,1007	1,1833	1,2027
	80	319,62	1,6098	1,4575	1,5896	1,6222
410	1	4,72	0,9961	0,9994	0,9995	0,9959
	5	23,92	0,9836	0,9938	0,995	0,9850
	10	48,25	0,9753	0,9738	0,9798	0,9774
	15	72,3	0,9763	0,96	0,9721	0,9783
	20	95,38	0,9868	0,9578	0,9759	0,9892
	25	116,95	1,006	0,9656	0,9897	1,0026
	30	136,73	1,0326	0,9814	1,0116	1,0357
	50	198,38	1,1861	1,1294	1,1898	1,1868
	80	255,79	1,4718	1,3624	1,4591	1,4770

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений полный цикл движения газожидкостной смеси включает в себя: фильтрацию в пористой среде, динамику смеси в лифтовых трубах, сепарацию, движение в трубопроводе. Все эти процессы сопровождаются постоянными изменениями температуры и давления. Учитывая климатические условия месторождений, существующий геотермический градиент, а также технологические условия процессов добычи углеводородов, основные свойства природных газов достаточно точно можно описать, рассмотрев область температур от 230 до 410 К. В табл. 2 приведены зависимости

коэффициента сверхсжимаемости метана  $Z$  от давления  $P$  для различных значений температур. Анализ результатов показывает, что наилучшее совпадение с экспериментальными данными получено при расчете  $Z$  методом молекулярной динамики ( $Z_{MD}$ ), а также при использовании уравнения состояния Пенга–Робинсона с шифт-параметром ( $Z_{PR+shift}$ ). Из данных таблицы видно, что в области высоких давлений уравнение Пенга–Робинсона ( $Z_{PR}$ ) дает значительную ошибку ( $>10\%$ ). Максимальная относительная ошибка для метода МД достигается при 250 К и составляет 2,27 %, в то время как для УС ПР с шифт-параметром – 3,62 %. Кроме того, при использовании метода МД и УС ПР с шифт-параметром нельзя выделить систематической зависимости величины относительной ошибки от давления.

### Этан

Экспериментальные данные о термодинамических свойствах этана ( $C_2H_6$ ) представлены в области температур от тройной точки до 700 К и давлений от 0,1 до 80 МПа [12].

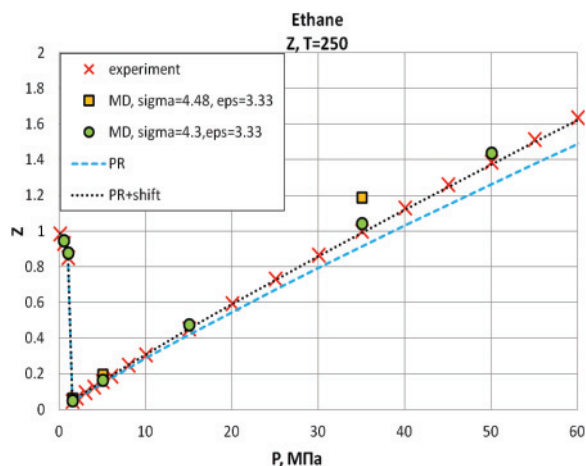


Рис. 1. Коэффициент сверхсжимаемости этана при температуре  $T=250\text{ K}$

Fig. 1. Compressibility factor for ethane at  $T=250\text{ K}$

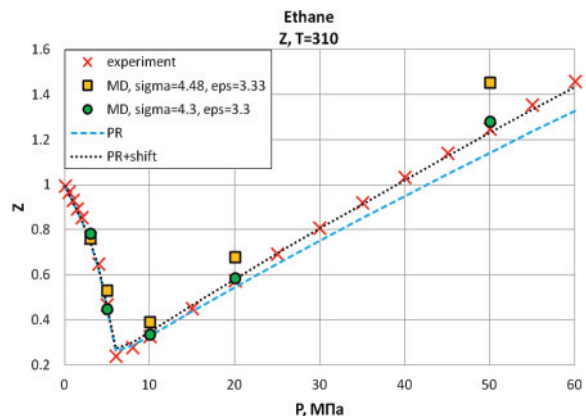


Рис. 2. Коэффициент сверхсжимаемости этана при температуре  $T=300\text{ K}$

Fig. 2. Compressibility factor for ethane at  $T=300\text{ K}$

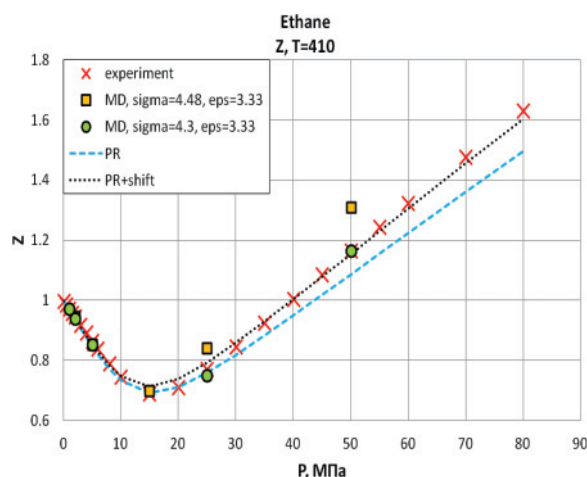


Рис. 3. Коэффициент сверхсжимаемости этана при температуре  $T=410\text{ K}$

Fig. 3. Compressibility factor for ethane at  $T=410\text{ K}$

В данной работе нами был рассчитан коэффициент сверхсжимаемости этана в диапазоне температур от 250 до 410 К. На рис. 1–3 представлены результаты, рассчитанные методом МД, по УС Пенга–Робинсона, а также данные, полученные согласно УС ПР с шифт-параметром. Стоит отметить, что расчет при параметрах Леннарда-Джонса из [13], равных  $\sigma=4,48\text{ \AA}$ ,  $\epsilon=3,33\cdot 10^{-21}\text{ Дж}$  дал неудовлетворительный результат, что говорит о невозможности использования данных параметров для определения коэффициента  $Z$ . Одно из направлений, которое широко используется в физико-химической области, – это адаптация параметров потенциала для описания свойств веществ и их смесей [6]. Поэтому в представленной работе были предложены корректировки параметров потенциала и было обнаружено, что использование параметра  $\sigma=4,3\text{ \AA}$  позволяет значительно снизить относительную ошибку в расчете коэффициента сверхсжимаемости. Если в первом случае максимальная точечная погрешность достигала 27 %, то при  $\sigma=4,3\text{ \AA}$  максимальная ошибка наблюдалась при  $T=250\text{ K}$  и  $P=1,5\text{ МПа}$  и составила 6 %. При этом стоит отметить, что УС ПР также давало значительную ошибку в определении коэффициента сверхсжимаемости этана, но использование УС ПР с шифт-параметром позволило значительно увеличить точность расчетов. Из графиков видно, что при температуре  $T=250\text{ K}$  наилучшее совпадение с экспериментальными данными достигается при использовании УС ПР с шифт-параметром, однако при более высоких температурах точность расчета коэффициента сверхсжимаемости методом МД оказывается выше.

### Пропан

Пропан ( $C_3H_8$ ) – еще один компонент природного газа, который часто используется в качестве топлива в быту. Сложность при определении термодинамических свойств пропана расчетными методами заключается в том, что для него характерна

чрезвычайно широкая по температурам область существования жидкости. В таких условиях аппроксимация термодинамических свойств единым уравнением состояния, когда свойства жидкости определяются непрерывным интегрированием уравнения на изотерме от идеального газового до жидкого с переходом через двухфазную области, становится весьма затруднительной. Поэтому прямое моделирование пропана методом молекулярной динамики может стать хорошей альтернативой экспериментальным и теоретическим методам исследования.

На рис. 4–6 приведены результаты расчетов коэффициента сверхсжимаемости пропана с помощью моделирования методом молекулярной динамики, с использованием УС ПР и УС ПР с шифт-параметром, а также экспериментальные данные [14]. Из графиков видно, что УС ПР дает существенную погрешность при расчете коэффициента  $Z$  в области высоких давлений. Эту особенность можно обойти, используя УС ПР с шифт-параметром. При этом можно видеть, что метод молекулярной динамики также показывает хорошие результаты, как в области низких, так и в области высоких давлений. Стоит отметить, что параметры потенциала взаимодействия Леннарда-Джонса  $\sigma$  и  $\epsilon$ , приведенные в [13], показали неудовлетворительные результаты при расчете коэффициента сверхсжимаемости, поэтому нами была произведена работа по подбору наилучших параметров. Таким образом, наибольшую точность при расчете  $Z$  показали значения  $\sigma=4,77$  Å,  $\epsilon=4,28 \cdot 10^{-21}$  Дж.

#### Азот и двуокись углерода

Азот – инертный газ, который является частой примесью в составе углеводородного газа. Его содержание в природных газах незначительно, но на некоторых месторождениях существуют значительные отложения азотного газа.

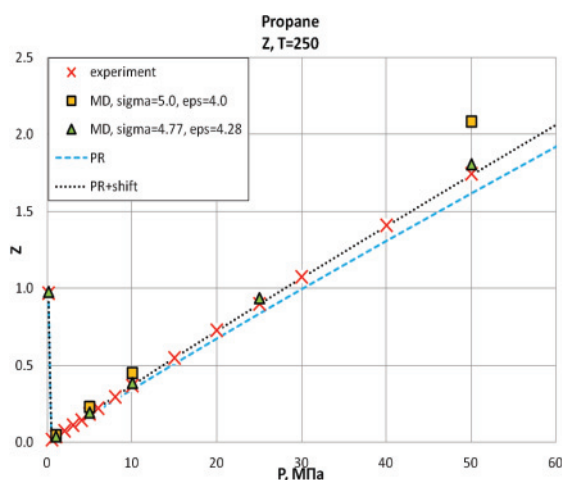


Рис. 4. Коэффициент сверхсжимаемости пропана при температуре  $T=250$  К

Fig. 4. Compressibility factor for propane at  $T=250$  K

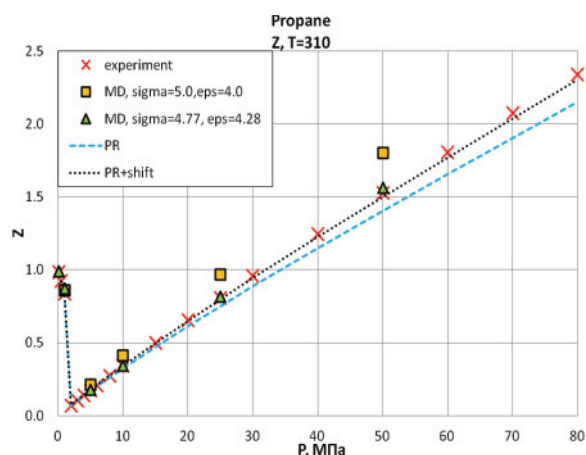


Рис. 5. Коэффициент сверхсжимаемости пропана при температуре  $T=310$  К

Fig. 5. Compressibility factor for propane at  $T=310$  K

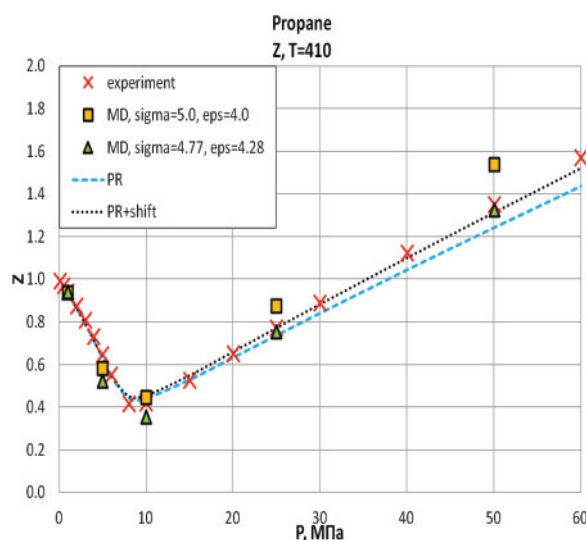


Рис. 6. Коэффициент сверхсжимаемости пропана при температуре  $T=410$  К

Fig. 6. Compressibility factor for propane at  $T=410$  K

Двуокись углерода и сероводород появляются в газовой смеси за счет окисления углеводородов при помощи кислорода и наличия аэробных бактерий. При соприкосновении углеводородов с сульфатными пластовыми водами образуется как углекислый газ, так и сероводород. Таким образом, сероводород, сера и углекислый газ практически постоянно присутствуют в составе углеводородного газа.

Газы практически всех месторождений содержат двуокись углерода и азота, которые существенно влияют на сжимаемость газовой смеси. Поэтому аналогичным образом для азота и углекислого газа проведены расчеты коэффициента сверхсжимаемости по уравнению состояния Пенга-Робинсона, его модификации с шифт-параметром и методом молекулярной динамики в сравнении с экспериментальными данными [15, 16]. Моделирование динамики молекул двуокиси углерода

да как полярной жидкости требует учета взаимодействия всех пар атомов: С-С, О-О, С-О. Однако в работе показано, что, пренебрегая атомными взаимодействиями и учитывая лишь межмолекулярные взаимодействия центров масс, можно получить удовлетворительные результаты.

Анализ литературы [17–20] показывает, что параметры потенциала Леннард-Джонса для компонент природного газа разнятся в различных статьях в зависимости от области исследования авторов. В табл. 3 авторами предложен набор параметров  $\sigma$ ,  $\epsilon$ , которые позволяют с достаточной точностью определять коэффициент сверхсжимаемости в области давлений и температур, характерных для полного цикла транспортировки и разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Таблица 3. Адаптированные параметры потенциала Леннард-Джонса

Table 3. Modified parameters for the Lennard-Jones

Параметры потенциала Potential parameters	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
$\sigma$ , Å	3,73	4,3	4,77	3,625	3,72
$\epsilon \cdot 10^{-21}$ Дж (J)	2,042	3,33	4,28	1,32	3,258

Средняя абсолютная ошибка, рассчитанная по

формуле  $\Delta = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N (Z_i^{\text{exp}} - Z_i^{\text{method}})$ , для предло-

женных методов с использованием вышеупомянутых параметров потенциала Леннард-Джонса приведена в табл. 4.

Анализ результатов показывает, что практически для всех компонент наибольшей точностью определения коэффициента сверхсжимаемости во всем интервале исследуемых температур обладает метод молекулярной динамики и уравнение состояния Пенга-Робинсона с шифт-параметром. Однако шифт-параметр ухудшает результаты определения термодинамических свойств, таких как теплоемкость и дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона по сравнению с классическим уравнением Пенга-Робинсона, что показано в работе [21]. Таким образом, метод молекулярной динамики может стать хорошим альтернативным методом определения термодинамических свойств компонент природного газа и их смесей.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М.К. Баймухаметов, Д.С. Гулишов, В.Г. Михайлов, А.И. Пономарев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 104–111
2. Comparative study of vapour-liquid equilibrium and density modelling of mixtures related to carbon capture and storage with the SRK, PR, PC-SAFT and SAFT-VR Mie equations of state for industrial uses / A.G. Perez, C. Coquelet, P. Paricaud, A. Chapoy // Fluid Phase Equilibria. – 2017. – V. 440 – P. 19–35.

Таблица 4. Средняя абсолютная ошибка рассматриваемых методов для различных температур

Table 4. Average absolute error of the considered methods at different temperatures

Температура, К Temperature, K	Средняя абсолютная ошибка, % Average absolute relative error, %		
	УС ПР/EOS PR (Equation of state Peng-Robinson)	УС ПР-шифт EOS PR-shift	МД/MD (molecular dynamics)
CH <sub>4</sub>			
250	4,79	1,41	1,22
300	5,75	2,59	0,53
410	3,53	0,98	0,23
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>			
250	3,75	0,43	2,46
310	4,04	1,21	2,02
410	2,39	1,03	0,80
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>			
250	3,89	0,37	2,52
310	3,63	0,83	1,41
410	3,26	1,57	3,87
N <sub>2</sub>			
250	5,91	0,73	0,40
300	5,41	0,57	0,43
400	4,13	0,37	0,40
CO <sub>2</sub>			
250	3,67	0,21	4,98
300	2,44	1,19	3,40
400	2,28	1,88	1,30

## Заключение

В работе показано, что метод молекулярной динамики позволяет с достаточной точностью рассчитывать коэффициент сверхсжимаемости для основных углеводородных компонентов природных газов. На основе уравнения состояния Пенга-Робинсона и его модификации с шифт-параметром, а также с помощью моделирования методом молекулярной динамики для метана, этана, пропана, азота и двуокиси углерода определены зависимости коэффициента сверхсжимаемости от давления в диапазоне температур 250–410 К. Произведено уточнение параметров потенциала Леннард-Джонса для этана, пропана, азота и двуокиси углерода, что позволило повысить точность при расчете коэффициента сверхсжимаемости.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (грант РНФ 17–79–10094).

3. A comparison of PC-SAFT and PR-Peneloux equations of state in predicting the compressibility factors of lean gas-carbon dioxide mixtures at high pressures / M. Ebrahimi, S.A. Mousavi-Dehghani, B. Dabir A., Shahrabadi // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 31. – P. 681–691.
4. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. – 1976. – V. 15. – P. 59–64.
5. Jhavery B.S., Youngren G.K. Three-parameter modification of the Peng-Robinson equation of state to improve volumetric predictions // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – V. 3. – № 3. – P. 1033–1040.

6. Developing Intermolecular-Potential Models for Use with the SAFT-VR Mie Equation of State / S. Dufal, T. Lafitte, A. Galindo, G. Jackson, A.J. Haslam // American Institute of Chemical Engineers Journal. – 2015. – V. 61. – № 9. – P. 2891–2912.
7. Магомедов М.Н. О вычислении параметров потенциала Ми–Леннарда–Джонса // Теплофизика высоких температур. – 2006. – Т. 44. – № 4. – С. 518–533.
8. Исследование прочности жидкости на разрыв методами молекулярной динамики / В.Л. Малышев, Д.Ф. Марьин, Е.Ф. Моисеева, Н.А. Гумеров, И.Ш. Ахатов // Теплофизика высоких температур. – 2015. – Т. 53. – № 3. – С. 423–429.
9. Влияние газа на прочность жидкости на разрыв. Моделирование методами молекулярной динамики / В.Л. Малышев, Д.Ф. Марьин, Е.Ф. Моисеева, Н.А. Гумеров // Теплофизика высоких температур. – 2016. – Т. 54. – № 4. – С. 640–644.
10. FMM/GPU accelerated molecular dynamics simulation of phase transitions in water-nitrogen-metal systems / E. Moiseeva, C. Mikhaylenko, V. Malyshev, D. Maryin, N. Gumerov // ASME 2012 International Mechanical Engineering Congress and Exposition, IMECE 2012. – Houston, Texas, 2012. – P. 883–892.
11. Сычев В.В., Вассерман А.А., Загорученко В.Л., Козлов А.Д., Спиридонов Г.А., Цымарный В.А. Термодинамические свойства метана. – Москва: Издательство стандартов, 1979. – 348 с.
12. Сычев В.В., Вассерман А.А., Загорученко В.Л., Козлов А.Д., Спиридонов Г.А., Цымарный В.А. Термодинамические свойства этана. – Москва: Издательство стандартов, 1982. – 304 с.
13. Yoshida T., Uematsu M. Prediction of PVT properties of natural gases by molecular simulation // Transactions of the Japan Society of Mechanical Engineers. Series B. – 1996. – V. 593. – № 62. – P. 278–283.
14. Термодинамические свойства пропана / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, А.Д. Козлов, В.А. Цымарный. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 268 с.
15. Термодинамические свойства азота / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, А.Д. Козлов, Г.А. Спиридонов, В.А. Цымарный. – М.: Изд-во стандартов, 1977. – 352 с.
16. Алтунин В.В. Теплофизические свойства двуокиси углерода. – М.: Изд-во стандартов, 1975. – 546 с.
17. Errington J.R., Panagiotopoulos A.Z. A new intermolecular potential model for the n-Alkane homologous series // Journal of Physical Chemistry B. – 1999. – V. 103. – P. 6314–6322.
18. Heyes D.M. Molecular dynamics simulations of liquid binary mixtures: Partial properties of mixing and transport coefficients // The Journal of Chemical Physics. – 1992. – V. 96. – № 3. – P. 2217–2227.
19. Prediction of thermodynamic derivative properties of Cuids by Monte Carlo simulation / M. Lagache, P. Ungerer, A. Boutina, A.H. Fuchs // Physical Chemistry Chemical Physics. – 2001. – V. 3. – P. 4333–4339.
20. Tchouar N., Benyettou M., Kadour F.O. Thermodynamic, structural and transport properties of Lennard-Jones liquid systems. A molecular dynamics simulations of liquid helium, neon, methane and nitrogen // International Journal of molecular sciences. – 2003. – № 4. – P. 595–606.
21. Малышев В.Л., Моисеева Е.Ф., Калиновский Ю.В. Сравнительный анализ определения термодинамических свойств метана на основе уравнения состояния Пенга–Робинсона и метода молекулярной динамики // Научные труды НИПИ Нефтегаза ГНКАР. – 2018. – № 2. – С. 33–40.

Поступила 14.02.2019 г.

#### Информация об авторах

**Малышев В.Л.**, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Моисеева Е.Ф.**, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Калиновский Ю.В.**, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 533.21

## CALCULATION OF COMPRESSIBILITY FACTOR OF MAIN NATURAL GAS COMPONENTS BY MEANS OF MOLECULAR DYNAMICS SIMULATIONS

**Victor L. Malyshev<sup>1</sup>,**  
Victor.L.malyshev@gmail.com

**Elena F. Moiseeva<sup>1</sup>,**  
Elena.f.moiseeva@gmail.com

**Yurii V. Kalinovsky<sup>1</sup>,**  
kafedrargkm@mail.ru

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

**The relevance** of the work is caused by the need to determine the exact value of the compressibility factor for calculating gas reserves, forecasting technological indicators for development of gas and gas condensate fields, the behavior of hydrocarbon systems flow in wells, and preparation of well production and its transportation.

**The aim** of the research is to develop a program for computation of the compressibility factor for the main components of natural gas to achieve more accuracy in determining z-factor in comparison with classical approach, based on the equations of state.

**Methods.** To determine the z-factor the authors have used the technique based on the Peng–Robinson equation of state, its modification with a shift parameter, and a software module for molecular dynamic simulation developed by the authors that describes the behavior of the system at the molecular level. The potential of Lennard-Jones and NPT-ensemble is considered as a model of interatomic interaction of particles.

**Results.** Based on the proposed methods of modeling, it was shown that the molecular dynamics simulations make it possible to accurately calculate the compressibility factor for the main components of natural gases. Based of the Peng–Robinson equation of state and its modification with a shift parameter, as well as using the molecular dynamics simulation for methane, ethane, propane, nitrogen and carbon dioxide, the dependencies of the compressibility factor on pressure were determined in the temperature range from 250 to 410 K. Lennard-Jones potential parameters for ethane, propane, nitrogen and carbon dioxide were specified that made it possible to improve the accuracy in calculating the compressibility factor. It is shown that the average absolute error of the molecular dynamics method in almost all calculations does not exceed 3 %.

### Key words:

Equation of state, compressibility factor, simulations, molecular dynamics method, Lennard-Jones potential.

The research was supported by the Russian Science Fund (grant RSF 17–79–10094).

### REFERENCES

- Baimukhametov M.K., Gulishov D.S., Mikhaylov V.G., Ponomarev A.I., Topolnikov A.S. Analysis of causes of gas-oil ratio growth at late stages of oil fields exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 8, pp. 104–111. In Rus.
- Perez A.G., Coquelet C., Paricaud P., Chapoy A. Comparative study of vapour-liquid equilibrium and density modelling of mixtures related to carbon capture and storage with the SRK, PR, PC-SAFT and SAFT-VR Mie equations of state for industrial uses. *Fluid Phase Equilibria*, 2017, vol. 440, pp. 19–35.
- Ebrahimi M., Mousavi-Dehghani S.A., Dabir B., Shahrabadi A. A comparison of PC-SAFT and PR-Peneloux equations of state in predicting the compressibility factors of lean gas-carbon dioxide mixtures at high pressures. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 31, pp. 681–691.
- Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1976, vol. 15, pp. 59–64.
- Jhavery B.S., Youngren G.K. Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, vol. 3, no. 3, pp. 1033–1040.
- Dufal S., Lafitte T., Galindo A., Jackson G., Haslam A.J. Developing intermolecular-potential models for use with the SAFT-VR Mie equation of state. *American Institute of Chemical Engineers Journal*, 2015, vol. 61, no. 9, pp. 2891–2912.
- Magomedov M.N. The calculation of the parameters of the Mie–Lennard-Jones potential. *High Temperature*, 2006, vol. 44, no. 4, pp. 513–529.
- Malyshev V.L., Marin D.F., Moiseeva E.F., Gumerov N.A., Akhatov I.S. Study of the tensile strength of a liquid by molecular dynamics methods. *High Temperature*, 2015, vol. 53, no. 3, pp. 406–412.
- Malyshev V.L., Moiseeva E.F., Marin D.F., Gumerov N.A. Influence of gas on the rupture strength of liquid: simulation by the molecular dynamics methods. *High Temperature*, 2016, vol. 54, no. 4, pp. 607–611.
- Moiseeva E., Mikhaylenko C., Malyshev V., Maryin D., Gumerov N. FMM/GPU accelerated molecular dynamics simulation of phase transitions in water-nitrogen-metal systems. *ASME 2012 International Mechanical Engineering Congress and Exposition, IMECE 2012*. Houston, Texas, 2012. pp. 883–892.
- Sychev V.V., Vasserman A.A., Zagoruchenko V.L., Kozlov A.D., Spiridonov G.A., Tsymarny V.A. *Termodinamicheskie svoystva metana* [Thermodynamic properties of methane]. Moscow, Standarts Publ., 1979. 348 p.
- Sychev V.V., Vasserman A.A., Zagoruchenko V.L., Kozlov A.D., Spiridonov G.A., Tsymarny V.A. *Termodinamicheskie svoystva etana* [Thermodynamic properties of ethane]. Moscow, Standarts Publ., 1982. 304 p.

13. Yoshida T., Uematsu M. Prediction of PVT properties of natural gases by molecular simulation. *Transactions of the Japan Society of Mechanical Engineers. Series B*, 1996, vol. 593, no. 62, pp. 278–283.
14. Sychev V.V., Vasserman A.A., Kozlov A.D., Tsymarny V.A. *Termodinamicheskie svoystva propana* [Thermodynamic properties of propane]. Moscow, Standarts Publ., 1989. 268 p.
15. Sychev V.V., Vasserman A.A., Kozlov A.D., Spiridonov G.A., Tsymarny V.A. *Termodinamicheskie svoystva azota* [Thermodynamic properties of nitrogen]. Moscow, Standarts Publ., 1977. 352 p.
16. Altunin V.V. *Teplofizicheskie svoystva dvoukisi ugleroda* [Thermophysical properties of carbon dioxide]. Moscow, Standarts Publ., 1975. 546 p.
17. Errington J.R., Panagiotopoulos A.Z. A new intermolecular potential model for the n-Alkane homologous series. *Journal of Physical Chemistry B*, 1999, vol. 103, pp. 6314–6322.
18. Heyes D.M. Molecular dynamics simulations of liquid binary mixtures: Partial properties of mixing and transport coefficients. *The Journal of Chemical Physics*, 1992, vol. 96, no. 3, pp. 2217–2227.
19. Lagache M., Ungerer P., Boutina A., Fuchs A.H. Prediction of thermodynamic derivative properties of Fluids by Monte Carlo simulation. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 2001, vol. 3, pp. 4333–4339.
20. Tchouar N., Benyettou M., Kadour F.O. Thermodynamic, structural and transport properties of Lennard-Jones liquid systems. A molecular dynamics simulations of liquid helium, neon, methane and nitrogen. *International Journal of molecular sciences*, 2003, no. 4, pp. 595–606.
21. Malyshev V.L., Moiseeva E.F., Kalinovskiy Yu.V. Comparative study of the determination of thermodynamic properties of methane based on the peng-robinson equation of state and the molecular dynamics simulation. *Socar Proceedings*, 2018, no. 2, pp. 33–40. In Rus.

Received: 14 February 2019.

#### Information about the authors

**Victor L. Malyshev**, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Elena F. Moiseeva**, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Yurii V. Kalinovskiy**, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

УДК 552.52; 552.08; 553.611

## ГЛИНЫ ТАВДИНСКОЙ СВИТЫ ЭОЦЕНА: ЛИТОГЕОХИМИЧЕСКИЕ И СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ (КЫШТЫРЛИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Смирнов Павел Витальевич<sup>1,2</sup>,  
geolog.08@mail.ru

Дерягина Оксана Ивановна<sup>3</sup>,  
deriaginaoksanaazsgc@yandex.ru

Новоселов Андрей Андреевич<sup>1,2</sup>,  
mr.andreygeo@mail.ru

Трубин Ярослав Сергеевич<sup>1</sup>,  
iyr-2009@mail.ru

Баталин Георгий Александрович<sup>4</sup>,  
g@batalin.com

Гареев Булат Ирекович<sup>4</sup>,  
bulat@gareev.net

Плюснин Алексей Владимирович<sup>5</sup>,  
geolog0112@mail.ru

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет,  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38

<sup>2</sup> Тюменский государственный университет,  
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

<sup>3</sup> ООО «Западно-Сибирский геологический центр»,  
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Сургутская, 11, к. 4.

<sup>4</sup> Казанский федеральный университет,  
Россия, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5.

<sup>5</sup> Пермский государственный национальный исследовательский университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15.

**Актуальность.** Минеральный состав глин тавдинской свиты изучался неоднократно. Полученные результаты, содержащиеся в геологических отчетах и немногочисленных опубликованных работах, зачастую слабо коррелируются друг с другом. Подобное противоречие вызвано отбором проб для технологических испытаний с различных участков, которые относятся к двум подсвитам, имеющим ряд отличий. Возраст, стратиграфическое положение и химико-минералогические особенности пород, слагающих тавдинскую свиту, остаются дискуссионными и актуальными вопросами, что требует дополнительных исследований. Детальное изучение литологии глин тавдинской свиты принимает важное значение в связи с планами по расширению сырьевой базы и потребностью перепрофилизации части производственных мощностей на выпуск новой товарной продукции.

**Цель работы:** изучение вещественного состава глин тавдинской свиты эоцена Западной Сибири для выявления их генезиса и практического использования

**Методы:** полевые исследования, рентгеноструктурный анализ, рентгенофлуоресцентный анализ, определение огнеупорности, масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, сканирующая электронная микроскопия, литолого-петрографический анализ в шлифах.

**Результаты.** Представлены результаты исследований химического и минерального составов, особенностей литологии и микростроения глинистых пород из Кыштырлинского участка (Тюменская область). Глинистые породы обладают определенной вариативностью минерального состава, но неизменным остается глинистый слюдистый смешаннослойно-сметитовый матрикс. В нижней подсвите глинистая масса пород сложена преимущественно иллитом и смешаннослойными образованиями иллит-сметитового состава. Глины верхней подсвиты больше соответствуют каолинит-иллит-монтмориллонитовому типу с примесями пирита, минералов кремнезёма, сульфатов, карбонатов и органического вещества. Формирование таких смешаннослойных масс, вероятно, обусловлено трансформацией обломочных минералов и первичного глинистого субстрата. Установленное распределение редкоземельных элементов индицирует существенные изменения в восстановительно-окислительных условиях морского бассейна на различных этапах его существования. Изученные глины рассматриваются как полиминеральные.

### Ключевые слова:

Глины, глинистые минералы, тавдинская свита, эоцен, неметаллические полезные ископаемые, Западная Сибирь.

## Введение

Юг Тюменской области располагает значительной минерально-сырьевой базой глинистых пород различных возрастов и генетических типов. На юге региона основными литостратиграфическими объектами на глинистое сырье являются морские отложения тавдинской свиты бартона-приабона (средний и верхний эоцен), а объектами минеральной базы глин являются Богандинский, Головинский и Кыштырлинский участки разведанного в 1966 г. Богандинского месторождения. Все три участка имеют сходный разрез, близко расположены и обладают суммарными запасами по категории  $A+B+C_1$  82,92 млн м<sup>3</sup>. В 1966 г. на Кыштырлинском участке была начата эксплуатация и организована добыча глины для керамзитового завода. С этого момента месторождение стало сырьевой базой для предприятий юга Тюменской области, специализирующихся на производстве стеновых материалов, керамзитового гравия, блоковых и силикатных изделий.

Минеральный состав глин Кыштырлинского участка определялся неоднократно лабораториями НИИКерамзит (1969 г.), НИИстройкерамики (1971 г.) и ПГО «Уралгеологии» (1989 г.). Однако результаты отличаются довольно существенно и слабо коррелируются между собой: содержание монтмориллонита в глинах колеблется от 19 до 30 %, а слюды – от 16 до 45 %. По мнению коллектива авторов, это может быть связано как с отбором проб для технологических испытаний с различных участков, так и с общей вариативностью минерального состава этих пород. В период выполнения лабораторных исследований и технологических испытаний (1966–1970-е гг.) отсутствовало понимание, что в пределах Кыштырлинского участка вскрываются две толщи, имеющие ряд отличий в минеральном составе и относящиеся по палеонтологическим данным к верхней и нижней подсвитам тавдинской свиты [1–6]. Возраст, стратиграфическое положение, химико-минералогические особенности глин тавдинской свиты остаются актуальными вопросами и требуют дополнительных исследований.

На протяжении многих лет обсуждаются возможности расширения сферы использования глин тавдинской свиты в отраслях, отличных от индустрии строительных материалов. По мнению ряда ученых [7, 8] глины тавдинской свиты могут быть сходны по минеральному составу с бентонитовыми глинами Биклянского месторождения Татарстана и с глинами Зырянского месторождения Курганской области [9, 10], используемыми во многих производствах и особо широко – для приготовления глинопорошка для буровых растворов. Детальное изучение литологии глин тавдинской свиты имеет важное значение в связи с планами по расширению сырьевой базы и потребностью перепрофилизации части производственных мощностей на выпуск новой товарной продукции. Однородность сырья рассматривается как неперемени-

мое условие для обеспечения заданных свойств товарной продукции и как фактор снижения технологических рисков.

## Объекты и методы исследования

Отложения тавдинской свиты ( $P_2tv$ ) повсеместно распространены на территории Западной Сибири и формируют значительный объем кайнозойских отложений в пределах Западно-Сибирской низменности, в Зауралье и в северной части Тургайского прогиба. Формирование ее осадков было связано с последним этапом существования морского режима в истории Западно-Сибирского бассейна, когда еще поддерживалась устойчивая связь с северной частью Кавказско-Копетдагского моря через Тургайский пролив [11–13].

*Физико-географические условия.* Кыштырлинский участок (=Кыштырлинское месторождение) керамзитовых глин расположен в 4 км к юго-востоку от пос. Винзили, в 2 км к северо-востоку от д. Кыштырла, в 5 км к северо-западу от железнодорожной станции Богандинская и в 23 км к югу от г. Тюмени (рис. 1).

Орографически район месторождения представляет собой всхолмленную равнину с абсолютными отметками 55–65 м. Геоморфологически площадь приурочена к первой и частично (северо-восточная часть) ко второй надпойменным террасам р. Пышмы. Месторождение пересекается в северной части небольшой рекой Кыштырлой, которая питается грунтовыми водами. В настоящее время воды р. Кыштырла несточные, т. к. в районе железной дороги русло реки перекрыто насыпью. Вскрытая выработками мощность глин на месторождении составляет 19 м, зафиксированная при разведочном бурении мощность полезной толщи – порядка 60–80 м.

*Лабораторные исследования.* Для проведения лабораторных и микроскопических исследований отобраны две валовые пробы с западного и восточного бортов Кыштырлинского карьера общей массой 120 кг. Полуколичественное определение минерального состава проводилось рентгеноструктурным методом в ООО «Западно-Сибирский геологический центр» (г. Тюмень) на рентгеновском дифрактометре ДРОН-4 с дальнейшей обработкой дифрактограмм на программной платформе GeoQuant, с помощью которого удалялись ошибки автоматического распознавания и паразитные пики.

Определение содержания полуторных оксидов проводилось на рентгенофлуоресцентном волнодисперсионном спектрометре S8Tiger (Bruker, Германия) в Лаборатории изотопного и элементного анализа Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского Федерального университета (г. Казань), который позволяет определять элементный состав твердых, порошкообразных и жидких образцов в диапазоне от В до U в вакууме или в атмосфере гелия. Прибор оснащен родиевой рентгеновской трубкой мощностью 4 кВт. Полученная таблетка помещалась в спектрометр, где

проходил анализ стандартизированной методикой Geoquant. Полученный спектр обрабатывался методом фундаментальных параметров, удалялись ошибки автоматического распознавания, паразитные пики, учитывались дифракционные явления и матричные эффекты, для учета неопределяемых элементов использовалась величина ППП. Исследования элементного состава образцов проводились на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой iCAPQc (ThermoFisherScientific, Германия). Навеска исследуемого образца массой 100 мг взвешивалась в тefлоновом автоклаве на аналитических весах с точностью 0,1 мг. Полученный раствор анализировался на масс-спектрометре, предварительно откалиброванном с помощью мультиэлементных стандартов с концентрацией в диапазоне от 1 до 100 ppb каждого элемента. Конечные значения концентраций пересчитывались на исходную концентрацию с учетом пустого образца, навески и разбавления раствора. Результаты определения элементного состава представлены в виде диаграммы. При расчете кларков рассеяния и концентрации значения элементов нормализованы к данным К.Н. Wedepohl [14].

Литолого-петрографическое описание проводилось в шлифах, подготовленных по стандартной методике. Номенклатура глинистых минералов дается в соответствии с последними рекомендациями по номенклатуре глинистых минералов [15]. Для более детального изучения минерального состава образцов глин, отобранных в пределах Кыштырлинского карьера, был определен их гранулометрический состав. Полученные фракции с размером зёрен 0,1–0,4 мм, 0,01–0,1 мм и менее 0,01 мм просматривались под поляризационным микроскопом. Электронная микроскопия отдельных образцов проводилась на аппаратно-программном комплексе на базе растрового электронного микроскопа JEOL JSM 6510A. Пространственное разрешение до 2,5 нм, ускоряющее напряжение до 20 кВ, ток при спектральном анализе – 1 нА.

Степень засоренности сырья месторождения крупнозернистыми включениями определялась путём промывки глин на сите с диаметром отверстий в свету 0,5 мм с последующим рассевом остатка на сите с диаметром отверстий 2 и 3 мм. Определение огнеупорности выполнено согласно ГОСТ 4069–48 в лаборатории ООО «Тюменьнеруд».

## Результаты

### Строение разреза

Лабораторным исследованиям предшествовали полевые работы в пределах эксплуатируемой и старой, частично затопленной, частей месторождения.

В стенках карьера на дневную поверхность выходят глинистые породы тавдинской свиты эоцена, которые со стратиграфическим несогласием перекрываются четвертичными глинисто-песчаными отложениями (рис. 1).

Нижнетавдинская подсвита представлена глинами темно-серого цвета, участками алевритистыми, пластинчатыми, массивными, с единичным горизонтом, содержащим конкреции, в верхней части разреза. В составе толщи наблюдаются отдельные коричневатые-серые конкреции сидерита размерами до 15 см и крупные обломки опок светло-серого цвета.

Практически все органические остатки – двусторонки, гастроподы, зубы акул, кости рыб, углефицированная древесина – приурочены к «конкреционным» горизонтам. Видимая мощность нижнетавдинской подсвиты, изученной в карьере, составляет 5 м.

Верхнетавдинская подсвита представлена глинами голубовато-серого и зеленовато-серого цвета, алевритистыми (в отдельных прослоях с мелкими чешуйками слюды), оскольчатые, участками с тонкой плитчатой отдельностью. В пределах изученных участков отчетливо прослеживаются четыре горизонта, обогащенных конкрециями, в верхней части разреза со стяжениями пирита и кристаллами гипса, с присыпками и мелкими линзами алеврита. Конкреции сидеритового состава коричневатые-серые и темно-коричневого цвета, от умеренно до интенсивно биотурбированных, плотные, видимой мощностью до 0,30 м. Как и в случае с нижней подсвитой, органические остатки – гастроподы, двусторонки, кости рыб, зубы акул и углефицированная древесина – приурочены к «конкреционным» горизонтам. Вскрытая мощность верхнетавдинской подсвиты составляет 8 м.

Контакт нижней и верхней подсвиты выражен в смене цвета породы, текстуры и литологического состава.

### Физико-технические свойства

Содержание крупных включений во всех образцах глин незначительное – от 0,1 до 5 %, по ГОСТ 9169–59 сырьё классифицируется как со средним содержанием включений и со средними их размерами. По характеру преобладающих включений глины относятся к группе сырья с кварцево-железистыми включениями. Крупные сидеритовые включения распространены в глинах спорадически (по ориентировочным подсчётам содержание конкреций равно 1–2 % по весу), с глубиной, в нижней подсвите, их содержание значительно уменьшается. В лаборатории ООО «Тюменьнеруд» определена величина огнеупорности, которая составляет 1360–1380 °С. Коэффициент вспучивания изменяется от 2,3 до 9.

### Химико-минералогические особенности

По химическому составу глины относятся к группе полукислого глинистого сырья, так как содержание  $Al_2O_3 + TiO_2$  в отдельных пробах достигает 25 %. Содержание в глинах  $SiO_2$  колеблется в пределах 48–49 %;  $Fe_2O_3$  – от 9 до 11 %;  $CaO + MgO$  – от 2 до 4 %; п.п.п. – от 7 до 10 % (таблица).

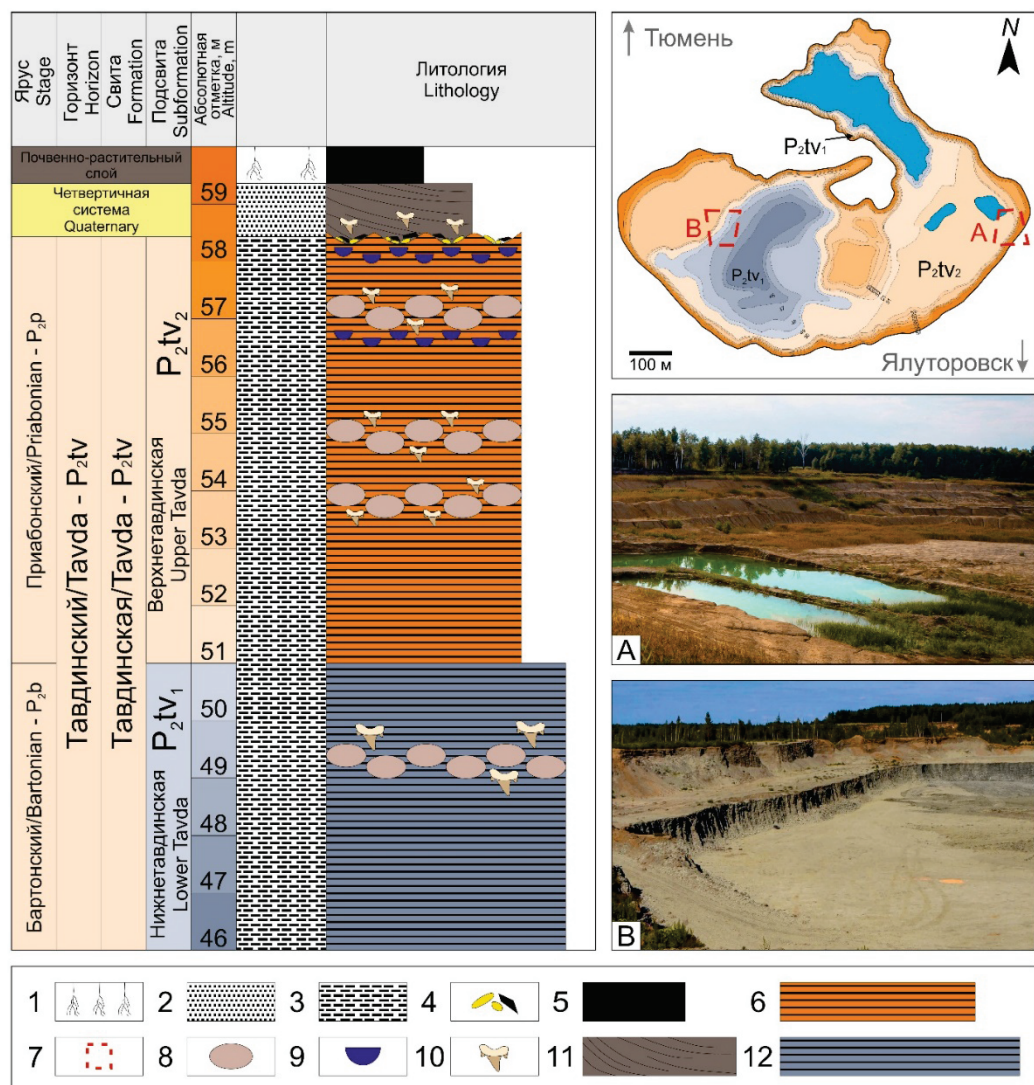


Рис. 1. Схема и седиментологическая колонка Кыштырлинского карьера: 1 – остатки растений; 2 – пески, песчаники, песчаные отложения; 3 – глины; 4 – аллювиальная галька; 5 – почвенно-растительный слой; 6 – верхнетавдинская подсвита; 7 – места отбора валовых проб: А – верхнетавдинская подсвита; В – нижнетавдинская подсвита; 8 – глинисто-кремнистые и сидеритовые конкреции; 9 – кристаллы гипса; 10 – находки ископаемой эоценовой фауны; 11 – пески косослоистые; 12 – нижнетавдинская подсвита

Fig. 1. Scheme and sedimentological column of the Kyshtyrlly quarry: 1 are the plant residues; 2 are the sands, sandstones, sandy deposits; 3 is the clay; 4 are the alluvial pebbles; 5 is the top soil layer; 6 is the Upper Tavda subformation; 7 are the gross sampling sites: A – Upper Tavda subformation; B – Lower Tavda subformation; 8 are the clay-siliceous and siderite nodules; 9 are the gypsum crystals; 10 are the finds of fossil Eocene fauna; 11 are the cross-bedded sands; 12 is the Lower Tavda subformation

Существенных флуктуаций в содержании редких и редкоземельных элементов между нижней и верхней подсвитами не наблюдается; исключение составляют Mo и Sb, количество которых отличается на порядок (рис. 2). Eu и Tb образуют мощные аномалии: кларки имеют численные значения в пределах 10.

#### Литолого-петрографические особенности

Результаты рентгеноструктурного анализа позволяют фиксировать ряд отличий в минеральном составе пород подсвит (рис. 3). В нижней подсвите глинистая масса пород сложена смешанослойными минеральными образованиями иллит-сметти-

тового состава, в котором преобладает монтмориллонит. Последний выявляется по рефлексам со значениями 14,0–15,3 Å. Присутствуют рефлексы от минералов аморфного кремнезёма в виде гало в области 5,9–3,7 Å, рефлекс 4,04 Å соответствует кристобалиту. Это свидетельствует о содержании в породе кремнезёма биогенного происхождения, что также было подтверждено микроскопическими исследованиями. Каолинит и хлорит присутствуют в пробах в разных количествах и выделяются по рефлексам 7,1 и 14,1 Å.

Глины верхней подсвиты сложены монтмориллонитом, содержание которого варьируется в диапазоне от 23 до 47 %. На дифрактограммах фикс-

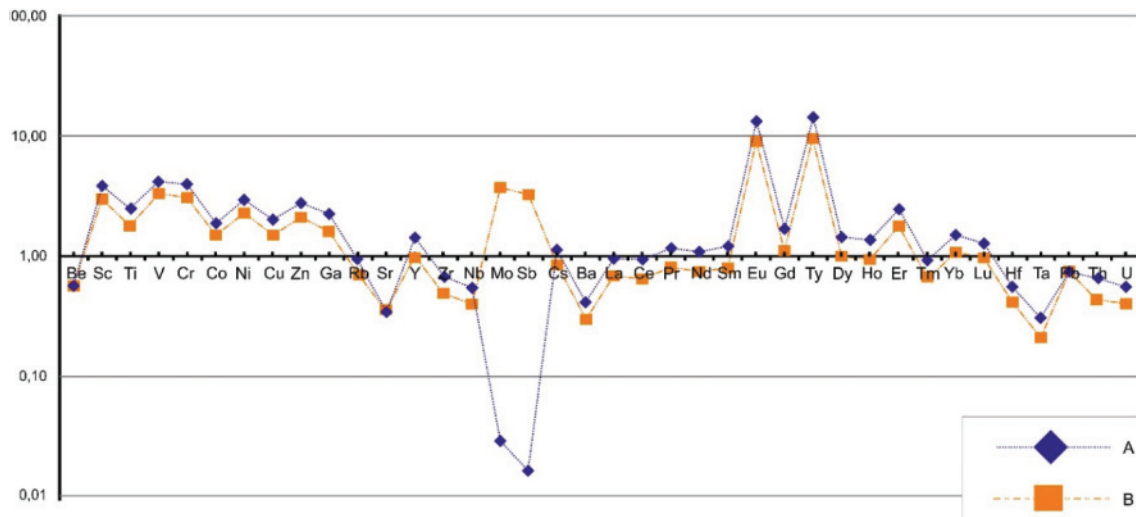


Рис. 2. Редкие и редкоземельные элементы, нормированные на континентальную кору [13]: а) нижняя подсвита; б) верхняя подсвита  
Fig. 2. Trace and REE elements normalized to continental crust [13]: a) lower subformation; b) upper subformation

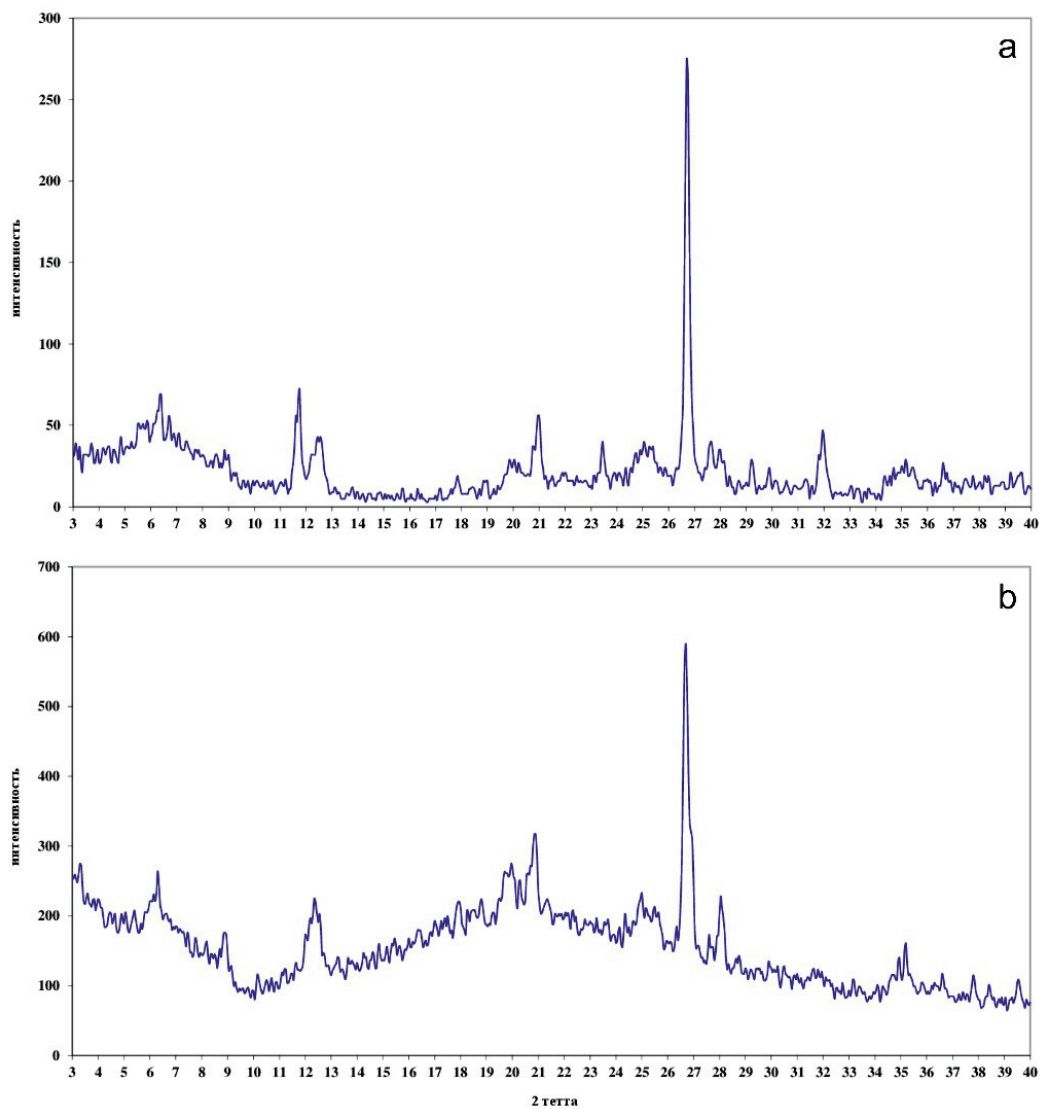


Рис. 3. Представительные дифрактограммы глинистых пород: а) верхнетавдинская подсвита; б) нижнетавдинская подсвита  
Fig. 3. Representative diffractograms of clay rocks: a) upper Tavda subformation; b) lower Tavda subformation

**Таблица.** Усредненные результаты химического состава, %  
**Table.** Average results of the chemical composition, %

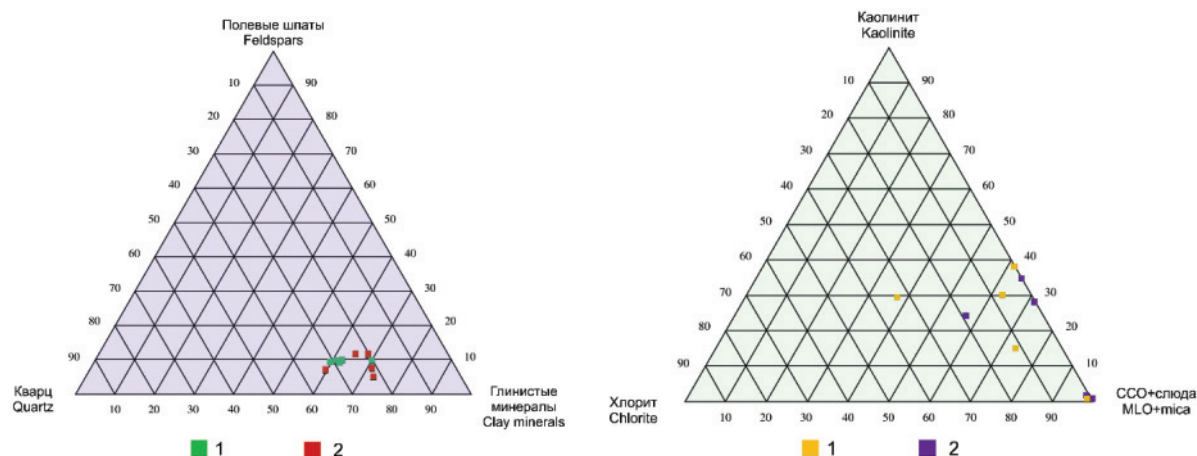
Компонент Component	Подсвита/Subformation				
	Нижняя Lower	Верхняя Upper	Компонент Component	Нижняя Lower	Верхняя Upper
п.п.п. L.O.I.	10,57	10,38			
SiO <sub>2</sub>	48,37	49,29	Si	22,61	23,04
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	23,75	22,14	Al	12,57	11,72
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	8,55	8,23	Fe	5,98	5,75
K <sub>2</sub> O	2,65	2,52	K	2,20	2,09
MgO	2,42	2,32	Mg	1,46	1,40
TiO <sub>2</sub>	1,08	1,13	Ti	0,0648	0,0675
CaO	0,980	0,713	Ca	0,700	0,509
Na <sub>2</sub> O	0,560	0,498	Na	0,415	0,369
S	0,524	<ПО	Mn	0,0752	0,0648
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,104	0,0911	Ba	0,0451	0,0553
MnO	0,0972	0,0837	Re	0,0376	0,0373
BaO	0,0503	0,0618	V	0,0234	0,0197
Re <sub>2</sub> O <sub>7</sub>	0,0488	0,0485	Zr	0,0228	0,0245
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,0416	0,0353	Cl	0,0283	<ПО
ZrO <sub>2</sub>	0,0308	0,0331	Sm	0,0166	0,0145
Cl	0,0283	<ПО	Cr	0,0129	0,0133
Sm <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,0193	0,0168	Tb	0,0133	0,0163
Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,0189	0,0194	Sr	0,0104	0,0105
Tb <sub>4</sub> O <sub>7</sub>	0,0156	0,0192	Co	0,0088	0,0090
SrO	0,0123	0,0168	Rb	0,0105	0,0096
Co <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	0,0120	0,0123	La	0,0091	<ПО
Rb <sub>2</sub> O	0,0155	0,0107	Ni	0,0078	0,0070
La <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,0107	<ПО	Bi	0,0092	<ПО
NiO	0,0099	0,090	Ge	0,0057	0,0069
Bi <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,0092	<ПО	Gd	0,0069	<ПО
GeO <sub>2</sub>	0,0082	0,100	Y	0,0030	0,0039
Gd <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,0080	<ПО	Hg	<ПО	0,0107
Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,0039	0,0050			
HgO	<ПО	0,0116			

сируется по интенсивным пикам со значениями  $d_{(001)}=13,8-13,9; 14,9-15,1$  Å для сухих образцов и  $17,5-18,4$  Å для образцов, насыщенных глицерином. Диффузность и асимметричность рефлексов в малоугловой части дифрактограммы свидетель-

ствуют о присутствии в породе смешаннослойного минерального образования иллит-сметитового состава. Гидрослюда выделяется по рефлексам  $9,9-10$  Å. Во всех пробах было отмечено присутствие: каолинита по пикам со значениями  $7,1$  и  $3,58$  Å, гипса –  $7,56$  Å, сидерита –  $2,8$  Å.

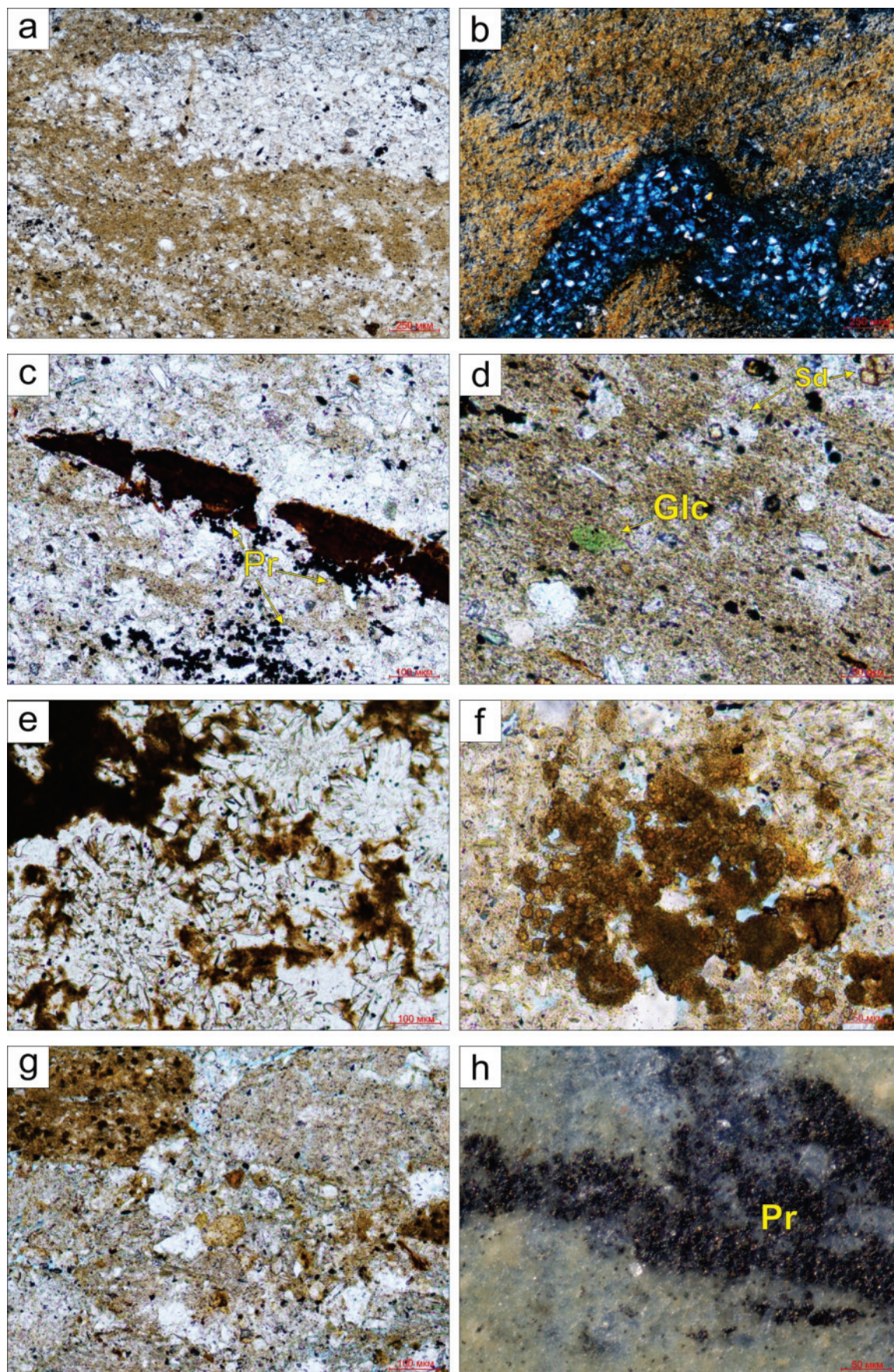
Соотношения содержания кварца, полевых шпатов и глинистой части пород отображены на треугольной диаграмме (рис. 4). На долю собственно глинистой составляющей приходится  $60-70$  % от объёма породы. При микроскопическом исследовании пород *нижней подсвиты* были выделены наиболее характерные для них микротекстуры. Ярко выражена микролинзовидная текстура, сформировавшаяся за счёт скопления зёрен полевошпатов-кварцевого состава, крупной и мелкоалевритовой размерности с незначительной примесью глинистого материала (рис. 5, а). В породе присутствуют многочисленные ходы илоедов, заполненные терригенным материалом мелкоалевритовой размерности (рис. 5, б). Ходы изогнутые с выдержанной шириной от  $0,08$  до  $0,12$  мм, беспорядочно ориентированные. Структура пород алевропелитовая, содержание частиц размером  $0,01-0,1$  мм колеблется в пределах от  $24,8-31,4$  %.

Основная глинистая масса пород *нижней подсвиты* имеет чешуйчатое строение, сложена преимущественно чешуйками слюды и смешанослойными образованиями иллит-сметитового состава. Под микроскопом с анализатором наблюдается ориентированная текстура микроагрегатов, расположенных параллельно друг другу и поверхностям наложения, выражается в одновременном погасании оптически ориентированных частиц, обладающих интенсивной жёлто-оранжевой интерференционной окраской (рис. 5, б). Также содержится примесь каолинита и хлорита. Каолинит и хлорит в большей степени приурочены к линзам крупно-мелкозернистых алевролитов. Акцессорные минералы представлены эпидотом, клиноцоизитом, турмалином и пироксеном. Органические остатки двух видов. Первые представлены углефи-



**Рис. 4.** Диаграммы минерального состава глинистых пород: 1 – нижнетавдинская подсвита; 2 – верхнетавдинская подсвита

**Fig. 4.** Diagrams of mineral composition of the clay rocks: 1 – Lower Tavda subformation; 2 – Upper Tavda subformation



цированными/фюзенизированными обломками детрита (рис. 5, с). Другой вид органических остатков – это обломки и целые панцири диатомовых водорослей, спикулы губок хорошей сохранности. Были отмечены единичные зёрна глауконита зелёного цвета с чёткими контурами зёрен, овальной формы, с микроагрегатным строением, которое наблюдается под микроскопом в скрещенных николях (рис. 5, d). Характерно содержание пирита и сидерита в образцах нижней подсвиты. Пирит образует скопления, состоящие из мелких кристалликов, а также агрегатов кристаллитов – фрамбOIDов (рис. 5, с). Сидерит присутствует в виде мелких, рассеянных по всей породе кристаллов ромбического облика с закруглёнными гранями, с желтоватым оттенком, с тонкими каёмками рыже-коричневого цвета за счёт оксидов железа (рис. 5, d), а также в виде пелитоморфной массы. Сидерита не более 1–2 % от объёма породы.

Для пород *верхней подсвиты* характерны пятнистая и микролинзовидная текстуры. Пятнистая микротекстура проявляется в неравномерной пигментации глинистой массы оксидами железа и выделяется по цвету (рис. 5, g). Пятнистость глинистым породам также придают выделения коричневатого-рыжего пелитоморфного сидерита (рис. 5, f). Агрегаты гипса часто сосредоточены в разноразмерных линзовидных образованиях. В удлинённых кристаллах гипса, слагающих агрегаты, очень часто наблюдаются вкрапления тонкодисперсного пирита (рис. 5, e). Основная глинистая масса в образцах *верхней подсвиты* довольно однородная, имеет полиминеральный состав и тонкочешуйчатое строение. Глина сложена чешуйками размером от 0,005 мм и менее, которые составляют 60–73 % от общего объёма породы. Под микроскопом с анализатором глинистые частицы проявляют беспорядочную ориентировку, обладают ярко-жёлтыми (иллит-монтмориллонит) и серыми (каолинит) интерференционными окрасками.

Обломочный материал концентрируется преимущественно во фракции 0,01–0,1 мм, его от 27 до 40 %. Для него характерно довольно неравномерное послойное распределение, в результате чего может наблюдаться микрослоистое строение в отдельных фрагментах породы. Представлен угловатыми, полуокатанными, изометричными и удли-

нёнными зёрнами кварца, полевыми шпатами размером от менее 0,005 до 0,2 мм. Зёрна кварца имеют нормальное погасание, со следами растворения и пылеватыми включениями. На отдельных обломках кварца наблюдаются очень тонкие, прерывистые регенерационные каёмки толщиной 0,01–0,015 мм. Из полевых шпатов отмечены кислый плагиоклаз и микроклин. Слюды с размером чешуек 0,03–0,05 мм немного – 1–2 % от общего объёма породы. Среди них определены мусковит и биотит, а также их гидратированные разновидности. При микроскопическом изучении было установлено, что максимальное количество зёрен рудных минералов сконцентрировано во фракции с размером зёрен 0,01–0,001 мм. Рудные минералы представлены пиритом, магнетитом, гематитом. Тонкорассеянный пирит в глинистых породах образует зоо- и фитоморфозы (рис. 5, h). Во фракциях 0,1–0,4 и 0,01–0,1 мм обнаружены спикулы губок, панцири диатомовых водорослей. Во всех изученных фракциях были выявлены акцессорные минералы, такие как: эпидот, клиноцоизит, циркон.

#### Микроскопические морфологические особенности

В образцах *нижней подсвиты* изученное поле сложено чешуйками и агрегатами слюды, местами смятыми в складки. Смешаннослойные иллит-монтмориллонитовые агрегаты формируют сплошные массы (рис. 6). Другие минералы (кварц, полевые шпаты и др.) диагностируются слабо, так как их зерна почти всегда в той или иной степени покрыты хлопьями глинистых минералов. Каолинит чаще представлен короткими, так называемыми вермикулярными («vermicular») [16], агрегатами длиной 5–10 мкм с расщепленными эродированными гранями (рис. 6, d).

*Верхняя подсвита.* Исследуемое поле практически полностью сложено чешуйками, пластинками и натечными образованиями глинистых минералов (рис. 7, a), непременным компонентом которых является смектит [17, 18]. Несимметричные хлопьевидные агрегаты смектита нередко ассоциированы с тонкими кристаллитами иллита. В общей массе диагностируются зерна слюд (рис. 7, b), полевых шпатов, кварца и др. минералов. Гипсы встречаются как в виде монокристаллов, так и в

Рис. 5. Текстурно-структурные особенности глин по данным литолого-петрографического анализа в шлифах: а–с) нижнетавдинская подсвита: а) микролинзовидная текстура; б) одинаковая оптическая ориентировка глинистых частиц в основной массе; ходы илоедов, заполненные терригенным материалом мелкоалевритовой размерности; с) органический детрит и скопления фрамбoidalного пирита; d) мелкие зерна сидерита ромбического облика с округленными гранями и зерно глауконита насыщенного зеленого цвета; e–h) верхнетавдинская подсвита: e) агрегаты гипса в линзах и прослоях малой толщины; f) сидерит; g) неоднородная структура глин, пятнистая микротекстура; h) тонкорассеянный пирит в виде фитоморфоз (отраженный свет). Pr – пирит; Glc – глауконит; Sd – сидерит

Fig. 5. Textural and structural features of clays according to lithologic-petrographic analysis in thin sections: a–c) lower Tavda subformation clays: a) microlens-like texture; b) identic clay particles optical orientation in the bulk; moves of worms, filled with small-aleuritic terrigenous material; c) organic residues and aggregation of framboidal pyrite; d) fine grains of siderite of a rhombic appearance with rounded edges and a grain of green glauconite; e–h) upper Tavda subformation clays: e) star-shaped aggregates of gypsum in lenses and small thickness interlayers; f) siderite; g) heterogeneous structure of clays; h) fine pyrite, probably developed by organic matter (reflected light)

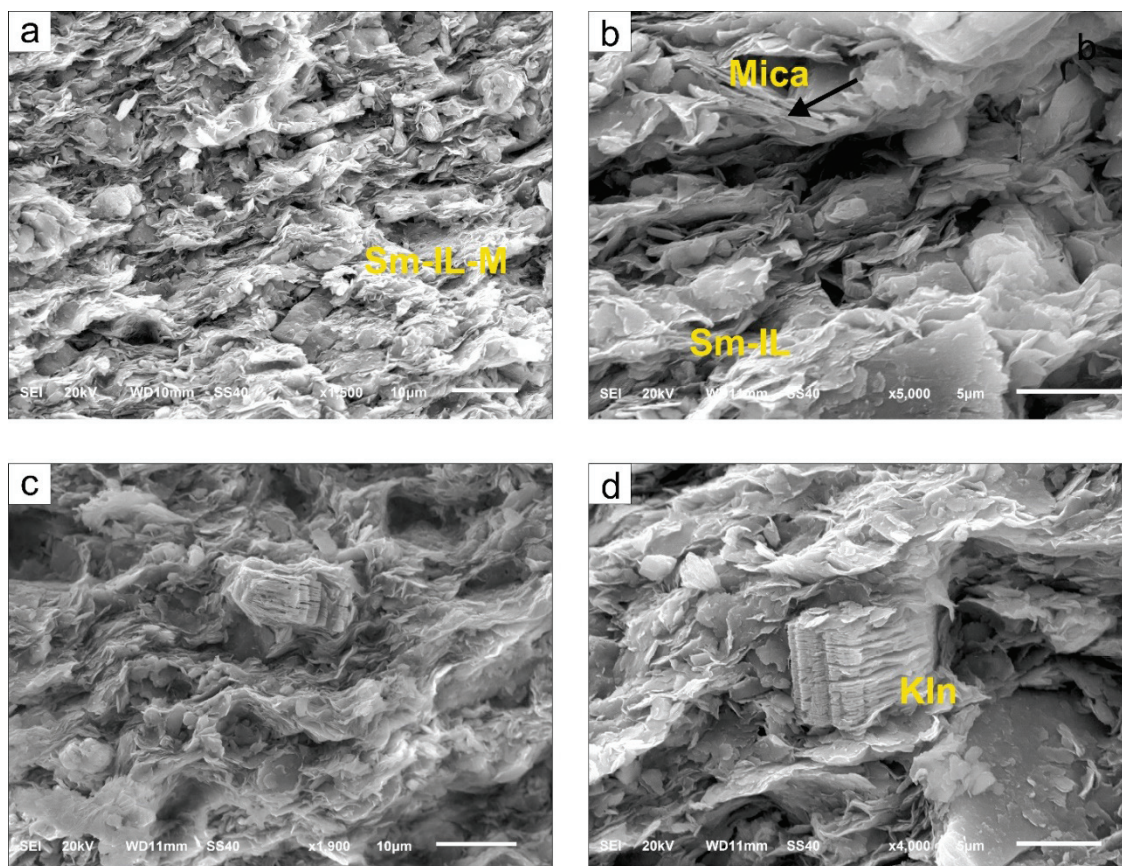


Рис. 6. Микроструктура и минеральные компоненты глин нижнетавдинской подсвиты: а, б) смектит-иллитовые агрегаты с включениями слюды; с, д) «vermicular» каолиниты с сильно эродированными гранями. Sm-IL-M – слюда-смектит-иллит; Sm-IL – смектит-иллит; Mica – слюда; Kln – каолинит

Fig. 6. Microstructure and mineral components of lower Tavda subformation clays: a, b) smectite-illite aggregates with inclusions of mica; c, d) «vermicular» kaolinites with strongly eroded edges. Sm-IL-M – mica-smectite-illite; Sm-IL – smectite-illite; Mica – mica; Kln – kaolinite

форме двойниковых и тройниковых сростаний, где соединяются уплощенные кристаллы с эродированными гранями (рис. 7, с, d). Размер обыкновенно составляет несколько сотен мкм.

#### Обсуждение и выводы

Глинистые породы обладают определенной вариативностью минерального состава: точки даже для одной и той же подсвиты на треугольной диаграмме состава глинистой компоненты нередко существенно отстоят друг от друга. Неизменным остается глинистый смешаннослойный иллит-смектитовый матрикс.

Седиментологическая модель глин тавдинской свиты, вероятно, была близка к тем, что имеют место при формировании глин в условиях теплого климата [10, 19]. В таких условиях размываемая кора выветривания давала обилие тонкого глинистого материала и коллоидных растворов, а приносимые в бассейн карбонатные растворы создавали щелочную среду. Последнее особенно развито в зонах с затрудненным водообменом, широкое распространение которых в Тавдинском море зафиксировано по палеонтологическим данным (явление мас-

сового замора фауны). Щелочная среда всячески благоприятствует сохранению смектитовых минералов и, одновременно, деструкции биоморфной структуры кремнескелетной флоры. Далее при диагенезе происходит раскристаллизация гелей и многообразные трансформации терригенных глинистых минералов в смешаннослойные смектит-слюдистые агрегаты, далее в смектиты, а после – через промежуточную стадию корренсита – в хлорит.

Формирование таких смешаннослойных масс, вероятно, обусловлено трансформацией обломочных минералов и первичного субстрата [19, 20]. Первое появление переходного минерала между смектитом и хлоритом корренсита наиболее типично для температур порядка 100 °C [21–23], что, по всей видимости, близко к максимальным величинам температур, имевшим место в процессе диагенеза погребения для этих пород. Диагностированные глинистые минералы генетически ассоциируют с различными комплексами пород – кислыми и основными, что говорит о существенной площади областей сноса с Урала в бассейн седиментации. Конфигурация кристаллитов каолинита говорит о высокой степени его выветрелости.

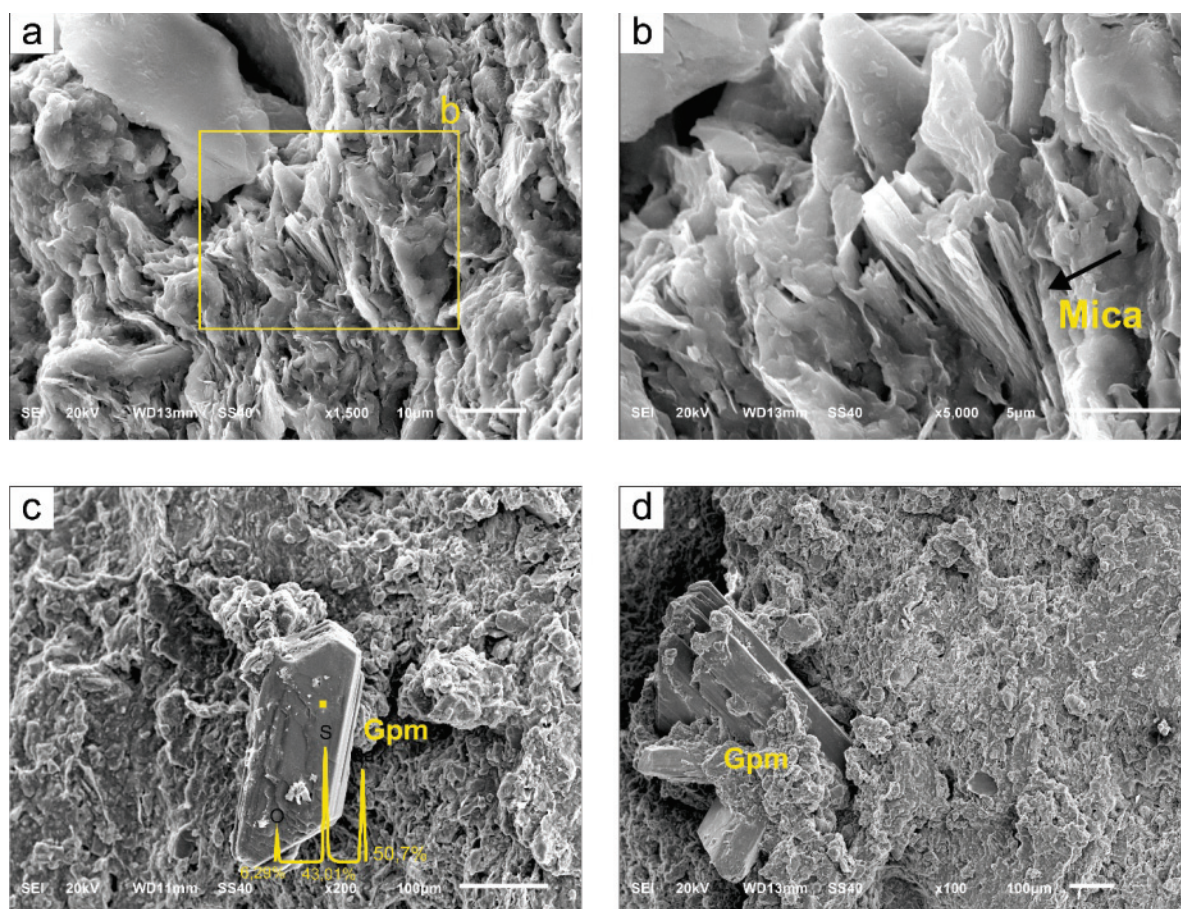


Рис. 7. Микроструктура и минеральные компоненты глин верхнетавдинской подсвиты: а, б) смешаннослойные массы на основе смектита; в) монокристалл гипса; д) «тройниковые» сращения гипса. Mica – слюда; Gpm – гипс

Fig. 7. Microstructure and mineral components of upper Tavda subformations clays: а, b) smectite-based mixed-layer masses; в) gypsum single crystal; d) «triple» accretions of gypsum. Mica – mica; Gpm – gypsum

Установленные распределения элементов индицирует существенные изменения в окислительно-восстановительных условиях морского бассейна на различных этапах его существования [24, 25]. Нельзя исключать влияние гидротермальной деятельности в ходе процессов диагенеза.

С прикладной точки зрения, изученные горные породы – это глины, состоящие из смешаннослойных глинистых минералов и в которых монтмориллонит распространен, но не является основным компонентом. Кыштырлинские глины, будучи полиминеральными, не могут рассматриваться в качестве аналога бентонитов. По этой причине тезис о существенной схожести по минеральному составу Кыштырлинских глин с бентонитовыми глина-

ми Татарстана не находит подтверждения. Здесь необходимо заметить, что Кыштырлинское месторождение относится к краевой части седиментационного бассейна: глинистые образования центральной фациальной зоны, вероятно, будут иметь существенные отличия.

Все чаще полиминеральные монтмориллонит-содержащие глины, дополнительно модифицированные продуктами пиролиза растительных наполнителей, используются как сырье для композиционных сорбционно-активных материалов [26, 27]. Вероятно, такие новые направления переработки являются более реалистичными. Дополнительного исследования в таком случае требует вопрос содержания обменных катионов ( $\text{Ca}^+$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ,  $\text{Na}^+$  и др.) в этих породах.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Беспалова Ю.В., Масленников А.А., Малых А.Г. Результаты исследований глинистых отложений тавдинской свиты в пределах Кыштырлинского карьера и реконструкция палеоэкологических обстановок их образования // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 20–26.
2. Трубин Я.С. Ископаемые остатки костистых рыб семейства Scombridae из Тавдинской свиты юга Тюменской области // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – С. 82–83.
3. Первые находки икнофоссилий в отложениях тавдинской свиты (средний-верхний эоцен) на юго-западе Западной Сибири / И.И. Нестеров, Я.С. Трубин, П.В. Смирнов, П.А. Ян // Доклады Академии наук. – 2018. – Т. 481. – № 2. – С. 862–865. URL: doi.org/10.1134/S1028334X18070164 (дата обращения 15.11.2018).
4. First report of Eocene gadiform fishes from the Trans-Urals (Sverdlovsk and Tyumen regions, Russia) / G. Marrama, G. Carnevale, P.V. Smirnov, Ya.S. Trubin, J. Kriwet // Journal of Paleontology. – 2019. – V. 93. – № 5. – P. 1001–1009. DOI: 10.1017/jpa.2019.15
5. О составе моллюсков тавдинской свиты эоцена Западной Сибири / С.В. Попов, Я.С. Трубин, П.В. Смирнов, В.В. Ордовский, И.А. Гончарова, О.В. Амитров // Палеонтологический журнал. – 2019. – № 1. – С. 24–33. URL: doi.org/10.1134/S0031030119010076 (дата обращения 15.11.2018).
6. Trubin Y.S. Family Naticidae of the Tavda formation (Eocene, Western Siberia) // Ruthenica. – 2018. – V. 28. – № 1. – С. 11–17.
7. Шпуров И.В., Файбусович Я.Э., Рыльков В.А. Задачи и перспективы развития минерально-сырьевой базы, основы экономического развития юга Тюменской области // Наука и ТЭК. – 2011. – № 1. – С. 10–16.
8. Файбусович Я.Э. Ресурсная база твердых полезных ископаемых юга Тюменской области // Недропользование XXI ВЕК. – 2015. – № 3. – С. 156–163.
9. Гатиятуллин Н.С., Казаков Э.Р., Либман В.Б. Оценка состояния ресурсной базы твердых нерудных полезных ископаемых республики Татарстан // Георесурсы. – 2015. – Т. 63. – № 4–2. – С. 52–56. URL: http://dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.26 (дата обращения 15.11.2018).
10. Сабитов А.А. Месторождения бентонитов Республики Татарстан: геология и генезис, направления использования сырья // Георесурсы. – 2015. – Т. 63. – № 4–1. – С. 38–43.
11. Ахметьев М.А., Запорожец Н.И. События палеогена в Центральной Евразии, их роль в развитии флоры и растительного покрова, смещении границ фитохорий и изменениях климата // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2014. – Т. 22. – № 3. – С. 90–114. DOI: 10.7868/S0869592X14030028
12. Волкова В.С., Кузьмина О.Б., Кулькова И.А. Морской и континентальный палеоген и миоцен южной части Барабинского фациального района Западной Сибири (стратиграфия, микрофитофоссилии) // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2004. – Т. 46. – № 1. – С. 60–71.
13. Новые данные по морскому палеогену юга Западно-Сибирской плиты. Статья 1 / М.А. Ахметьев, Г.Н. Александрова, В.Н. Беньямовский, Д.И. Витухин, З.И. Глезер, З.Н. Гнибденко, В.Д. Дергачев, Ж.А. Доля, Н.И. Запорожец, Г.Е. Козлова, И.А. Кулькова, И.А. Николаева, М.Н. Овечкина, Э.П. Радионова, Н.И. Стрельникова // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2004. – V. 12. – № 1. – С. 58–84.
14. Wedepohl K.H. The composition of the continental crust // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1995. – V. 59. – № 7. – С. 1217–1232. DOI: 10.1016/0016-7037(95)00038-2
15. 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. DOI: 10.1346/CCMN.2006.0540610
16. Lazaro B.B. Halloysite and kaolinite: two clay minerals with geological and technological importance // Revistas de la Real Academia de Ciencias de Zaragoza. – 2015. – V. 70. – P. 7–38.
17. Kadir S., Akbulut A. Mineralogy, geochemistry and genesis of the Tasoluk kaolinite deposits in pre-Early Cambrian metamorphites and Neogene volcanites of Afyonkarahisar, Turkey // Clay Minerals. – 2009. – 44. – С. 89–112. URL: doi.org/10.1180/claymin.2009.044.1.89 (дата обращения 15.11.2018).
18. Smectite-, silica- and zeolites-bearing raw materials (Hliník nad Hronom bentonite, Slovakia) – a new approach using integrated petrographic and mineralogical studies / K. Gorniak, T. Szydlak, A. Gaweł, A. Klimek, A. Tomczyk, J. Motyka, K. Bahrnowski // Applied Clay Science. – 2017. – V. – 141. – С. 180–191. DOI: 10.1016/j.clay.2017.02.032
19. Net L.I., Alonso S.M., Limarino C.O. Source rock and environmental control on clay mineral associations, Lower Section of Paganzo Group (Carboniferous), Northwest Argentina // Sedimentary Geology. – 2002. – V. 152. – № 3. – С. 183–199.
20. Clay mineralogy of the middle Mingshui formation (upper Campanian to lower Maastrichtian) from the SKIn borehole in the Songliao Basin, NE China: Implications for palaeoclimate and provenance / Y. Gao, C. Wang, Z. Liu, B. Zhao, X. Zhang // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2013. – V. 385. – С. 162–170. URL: doi.org/10.1016/j.palaeo.2012.10.038 (дата обращения 15.11.2018).
21. Inoue A., Utada M. Smectite to chlorite transformation in thermally metamorphosed volcanoclastic rocks in the Kamikita area, northern Honshu, Japan // American Mineralogist. – 1991. – V. 76. – С. 628–640.
22. Hiller S. Origin, diagenesis, and mineralogy of chlorite minerals in Devonian lacustrine mudrocks, Orcadian basin, Scotland // Clays and Clay Minerals. – 1993. – V. 41. – № 2. – P. 240–259.
23. Occurrence of Fe–Mg-rich smectites and corrensite in the Morrón de Mateo bentonite deposit (Cabo de Gata region, Spain): a natural analogue of the bentonite barrier in a radwaste repository / M. Pelayo, E. García-Romero, E. García-Romero, M.A. Labajo, L. Pérez del Villar // Applied Geochemistry. – 2011. – V. 26. – № 7. – С. 1153–1168.
24. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: an update / N. Tribouillard, T.J. Algeo, T. Lyons, A. Riboulle // Chemical Geology. – 2006. – V. 232. – № 1–2. – С. 12–32.
25. Géologie de la matière organique / ed. by F. de Baudin, N. Tribouillard, J. Trichet. – Paris: EDP Sciences Géosphères, 2017. – 310 p.
26. New energy-efficient method for producing nanostructured composite sorbent based on plant bypass (coffee husks) and montmorillonite clay from province of Lam Dong / A.I. Vezentsev, H.C. Nguen, P.V. Sokolovskiy, V.D. Buharov // International Journal of Pharmacy and Technology. – 2016. – V. 8. – № 2. – С. 14236–14243.
27. Pairing micropollutants and clay-composite sorbents for efficient water treatment: filtration and modeling at a pilot scale / F. Lelario, I. Gardi, Y. Mishael, N. Dolev, T. Undabeytia, S., Nir, L. Scrano, A. Sabino, S.A. Bufo // Applied Clay Science. – 2017. – V. 137. – С. 225–232. URL: doi.org/10.1016/j.clay.2016.12.029 (дата обращения 15.11.2018).

Поступила 20.11.2018 г.

#### **Информация об авторах**

**Смирнов П.В.**, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Центра перспективных исследований и разработок Тюменского индустриального университета; научный сотрудник Института экологической и сельскохозяйственной биологии Тюменского государственного университета.

**Дерягина О.И.**, заведующая лабораторией литолого-петрофизических исследований горных пород ООО «Западно-Сибирский геологический центр».

**Новоселов А.А.**, аспирант кафедры физической географии и экологии Института наук о Земле Тюменского государственного университета; младший научный сотрудник Центра перспективных исследований и разработок Тюменского индустриального университета.

**Трубин Я.С.**, специалист НОЦ «Геология нефти и газа» Тюменского индустриального университета.

**Баталин Г.А.**, научный сотрудник Казанского федерального университета.

**Гареев Б.И.**, научный сотрудник Казанского федерального университета.

**Плюснин А.В.**, аспирант кафедры региональной геологии Пермского государственного национального исследовательского университета.

UDC 552.52; 552.08; 553.611

## EOCENE TAVDA FORMATION CLAYS: LITHOGEOCHEMICAL AND SEDIMENTOLOGICAL ASPECTS (KYSHTYRLINSKOE DEPOSIT, WEST SIBERIA)

**Pavel V. Smirnov**<sup>1,2</sup>,

geolog.08@mail.ru

**Oksana I. Deryagina**<sup>3</sup>,

deriaginaoksanaazsgc@yandex.ru

**Andrey A. Novoselov**<sup>1,2</sup>,

mr.andreygeo@mail.ru

**Yaroslav S. Trubin**<sup>1</sup>,

mr.andreygeo@mail.ru

**Georgii A. Batalin**<sup>4</sup>,

g@batalin.com

**Bulat I. Gareev**<sup>4</sup>,

bulat@gareev.net

**Alexey V. Plyusnin**<sup>5</sup>,

geolog0112@mail.ru

<sup>1</sup> Tyumen Industrial University,  
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

<sup>2</sup> University of Tyumen,  
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003 Russia.

<sup>3</sup> West Siberian Geological Center,  
11/2, Surgutskaya street, Tyumen, 625002, Russia.

<sup>4</sup> Kazan Federal University,  
4/5, Kremlevskaya street, Kazan, 420008, Russia.

<sup>5</sup> Perm State Technical University,  
15, Bukireva street, Perm, 614990, Russia.

**Relevance.** Mineral composition of Tavda formation clays has been studied repeatedly. The results obtained in geological reports and few published works are often poorly correlated with each other. Such a contradiction is caused by sampling for technological tests from different areas, which belong to two subformations, which have a number of differences. The age, stratigraphic position, and chemical and mineralogical features of the Tavda formation remain debatable and relevant issues, which requires additional study. A detailed study of the lithology of Tavda formation clays assumes importance in relation to the plans to expand the resource base and the need to re-profile the part of manufacturing capacity for the production of new commercial products.

**The main aim** of the research is precise studies of material composition of the bulk samples from the lower and upper subformations of the Tavda formation

**Methods:** field studies, X-ray diffraction, X-ray fluorescence analysis, determination of refractoriness, inductively coupled plasma mass spectrometry, scanning electron microscopy, lithological and petrographic analysis in thin sections.

**Results.** The paper presents the results of the studies of chemical and mineralogical compositions, features of lithology and microstructure of clay rocks from the Kyshtyrlinskiy site (Tyumen region). Clay rocks have a certain variability of mineral composition: but the clay mica mixed-layer-smectite matrix is constant. In the lower part, the clay rock mass is composed mainly of mica and mixed-layer illite-smectite formations. The upper subformation clays are more closely related to the kaolin-mica-montmorillonite type with admixtures of pyrite, silica, sulfates, carbonates and organic substances. The formation of such mixed-layer masses is probably due to degradation of detrital minerals and the primary clay substrate. The established distribution of rare earth elements indicates significant changes in the redox conditions of the marine basin at various stages of its existence. The studied clay is considered as bentonite-like.

### **Key words:**

Clay, clay minerals, Tavda formation, Eocene, non-metallic minerals, Western Siberia.

## REFERENCES

- Bespalova Yu.V., Maslennikov A.A., Malykh A.G. Rezultaty issledovaniy glinistyykh otlozheniy tavidnskoj svity v predelakh Kyshtyrlinskogo karera i rekonstruktsiya paleoekologicheskikh obstanovok ikh obrazovaniya [The results of studies of clay deposits of the Tavda formation within the Kyshtyrlinskiy quarry and reconstruction of the paleoecological settings of their formation]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*, 2017, no. 4, pp. 20–26.
- Trubin Ya.S. Iskopaemye ostatki kostistyykh ryb semeystva Scombridae iz Tavidnskoj svity yuga Tyumenskoy oblasti [Fossil remains of bony fish of the family Scombridae from the Tavidnskaya suite of the south of the Tyumen region]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXI Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchennykh, posvyashchennogo 130-letiyu so dnya rozhdeniya professora M.I. Kuchina* [Problems of Geology and Subsurface Development: Proc. of the 20th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 130th Since the birth of Professor M.I. Kuchin]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. House, 2017. pp. 82–83.
- Nesterov I.I., Trubin Y.S., Smirnov P.V., Yan P.A. First findings of trace fossils from the Tavda formation (Middle–Upper Eocene) in the southwestern part of Western Siberia. *Doklady Earth Sciences*, 2018, vol. 481, pp. 62–65. Available at: doi.org/10.1134/S1028334X18070164 (accessed 15 November 2018).
- Marrama G., Carnevale G., Smirnov P.V., Trubin Ya.S., Kriwet J. First report of Eocene gadiform fishes from the Trans-Urals (Sverdlovsk and Tyumen regions, Russia). *Journal of Paleontology*, 2019, vol. 93, no. 5, pp. 1001–1009. DOI: 10.1017/jpa.2019.15
- Popov S.V., Trubin Y.S., Smirnov, P.V., Ordovsly V.V., Goncharova I.A., Amitrov O.V. On the taxonomic composition of mollusks from the Tavda formation of Western Siberia. *Paleontological Journal*, 2019, vol. 53, no. 1, pp. 20–29. In Rus. Available at: doi.org/10.1134/S0031030119010076 (accessed 15 November 2018).
- Trubin Y.S. Family Naticidae of the Tavda formation (Eocene, Western Siberia). *Ruthenica*, 2018, vol. 28, no. 1, pp. 11–17.
- Shpurov I.V., Faybusovich Ya.E., Rylkov V.A. Zadachi i perspektivy razvitiya mineralno-syrovoy bazy, osnovy ekonomicheskogo razvitiya yuga Tyumenskoy oblasti [Objectives and prospects of development of the mineral resource base, the basis of economic development of the south of the Tyumen region]. *Nauka i TEK*, 2011, no. 1, pp. 10–16.
- Faybusovich Ya.E. Resource base of solid minerals in the south of the Tyumen region. *Nedropolzovanie XXI VEK*, 2015, no. 3, pp. 156–163. In Rus.
- Gatiyatullin N.S., Kazakov E.R., Liberman V.B. Otsenka sostoyaniya resursnoy bazy tverdykh nerudnykh poleznykh iskopayemykh respublik Tatarstan [Assessment of the resource base of solid non-metallic minerals of the Republic of Tatarstan]. *Georesursy*, 2015, vol. 63, no. 4–2, pp. 52–56. Available at: dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.26 (accessed 15 November 2018).
- Sabitov A.A. Deposits of bentonites of the Republic of Tatarstan: geology and genesis, uses of raw materials. *Georesursy*, 2015, vol. 63, no. 4–1, pp. 38–43. In Rus. Available at: http://dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.6 (accessed 15 November 2018).
- Akhmetev M. A., Zaporozhets N. I. Paleogene Events in Central Eurasia: Their Role in the Flora and Vegetation Cover Evolution, Migration of Phytocore Boundaries, and Climate Changes. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 2014, vol. 22, no. 3, pp. 312–335. Available at: doi.org/10.1134/S0869593814030022 (accessed 15 November 2018).
- Volkova V.S., Kuzmina O.B., Kulkova I.A. Marine and continental Paleogene and Miocene of southern Baraba facies region of West Siberia: Stratigraphy and microfossils. *Russia Geology and Geophysics*, 2005, vol. 46, no. 1, pp. 60–71. In Rus.
- Akhmetev M.A., Aleksandrova G.N., Beniamovskii V.N., Vitukhin D.I., Glezer Z.I., Gnibidenko Z.N., Dergachev V.D., Dolya Zh.A., Zaporozhets N.I., Kozlova G.E., Kulkova I.A., Nikolaeva I.A., Ovechkina M.N., Radionova E.P., Strelnikova N.I. New data on the marine Paleogene of the southwestern Siberian plate. P. 1. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 2004, vol. 12, no. 1, pp. 58–84. In Rus.
- Wedepohl K.H. The composition of the continental crust. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, vol. 59, no. 7, pp. 1217–1232. DOI: 10.1016/0016-7037(95)00038-2
- 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. DOI: 10.1346/CCMN.2006.0540610
- Lazaro B.B. Halloysite and kaolinite: two clay minerals with geological and technological importance. *Revistas de la Real Academia de Ciencias de Zaragoza*, 2015, vol. 70, pp. 7–38.
- Kadir S., Akbulut A. Mineralogy, geochemistry and genesis of the Tasoluk kaolinite deposits in pre-Early Cambrian metamorphites and Neogene volcanites of Afyonkarahisar, Turkey. *Clay Minerals*, 2009, vol. 44, pp. 89–112. Available at: doi.org/10.1180/claymin.2009.044.1.89 (accessed 15 November 2018).
- Gorniak K., Szydlak T., Gaweł A., Klimek A., Tomczyk A., Motyka J., Bahrnowski K. Smectite-, silica- and zeolite-bearing rawmaterials (Hlinik nad Hronom bentonite, Slovakia) – a new approach using integrated petrographic and mineralogical studies. *Applied Clay Science*, 2017, vol. 141, pp. 180–191. DOI: 10.1016/j.clay.2017.02.032
- Net L.I., Alonso S.M., Limarino C.O. Source rock and environmental control on clay mineral associations, Lower Section of Paganzo Group (Carboniferous), Northwest Argentina. *Sedimentary Geology*, 2002, vol. 152, no. 3, pp. 183–199.
- Gao Y., Wang C., Liu Z., Zhao B., Zhang X. Clay mineralogy of the middle Mingshui Formation (upper Campanian to lower Maastrichtian) from the SKIn borehole in the Songliao Basin, NE China: Implications for palaeoclimate and provenance. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2013, vol. 385, pp. 162–170. Available at: doi.org/10.1016/j.palaeo.2012.10.038 (accessed 15 November 2018).
- Inoue A., Utada M. Smectite to chlorite transformation in thermally metamorphosed volcanoclastic rocks in the Kamikita area, northern Honshu, Japan. *American Mineralogist*, 1991, vol. 76, pp. 628–640.
- Hiller S. Origin, diagenesis, and mineralogy of chlorite minerals in Devonian lacustrine mudrocks, Orcadian basin, Scotland. *Clays and Clay Minerals*, 1993, vol. 41, no. 2, pp. 240–259.
- Pelayo M., García-Romero E., García-Romero E., Labajo M.A., Pérez del Villar L. Occurrence of Fe–Mg-rich smectites and corrensites in the Morrón de Mateo bentonite deposit (Cabo de Gata region, Spain): A natural analogue of the bentonite barrier in a radwaste repository. *Applied Geochemistry*, 2011, vol. 26, no. 7, pp. 1153–1168.
- Tribouillard N., Algeo Th.J., Lyons T., Riboulle A. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: an update. *Chemical Geology*, 2006, vol. 232, no. 1–2, pp. 12–32.
- Giologie de la matiere organique*. Eds. F. de Baudin, N. Tribouillard, J. Trichet. Paris, EDP Sciences Géosphères, 2017. 310 p.
- Vezentsev A.I., Nguen H.C., Sokolovskiy P.V., Buhanov V.D. New energy-efficient method for producing nanostructured composite sorbent based on plant bypass (coffee husks) and montmorillonite clay from province of Lam Dong. *International Journal of Pharmacy and Technology*, 2016, vol. 8, no. 2, pp. 14236–14243.

27. Lelario F., Gardi I., Mishael Y., Dolev N., Undabeytia T., Nir S., Scrano L., Sabino A., Bufo S.A. Pairing micropollutants and clay-composite sorbents for efficient water treatment: Filtration and modeling at a pilot scale. *Applied Clay Science*, 2017, vol. 137, pp. 225–232. Available at: [doi.org/10.1016/j.clay.2016.12.029](https://doi.org/10.1016/j.clay.2016.12.029) (accessed 15 November 2018).

*Received 20 November 2018.*

#### **Information about the authors**

**Pavel V. Smirnov**, Cand. Sc., scientific researcher, Center for Advanced Research and Development, Tyumen Industrial University; scientific researcher, Institute of Environmental and Agricultural Biology, University of Tyumen.

**Oksana I. Deryagina**, head of Laboratory of Lithophysical and Petrophysical Studies of Rocks, West Siberian Geological Center.

**Andrey A. Novoselov**, postgraduate, University of Tyumen; junior researcher, Center for Advanced Research and Development, Tyumen Industrial University.

**Yaroslav S. Trubin**, specialist of Research and Education Center, Tyumen Industrial University.

**Georgii A. Batalin**, scientific researcher, Kazan Federal University.

**Bulat I. Gareev**, scientific researcher, Kazan Federal University.

**Alexey V. Plyusnin**, postgraduate, Perm State National Research University.

УДК 622.692.4.053

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ЗОН, ПЕРЕСЕКАЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ, НА ИХ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ

Аскарлов Роберт Марагимович<sup>1</sup>,  
askarov1943@mail.ru

Валеев Анвар Рашитович<sup>1</sup>,  
anv-v@yandex.ru

Исламов Ильдар Магзумович<sup>2</sup>,  
mildarislamov@mail.ru

Тагиров Марсель Бариевич<sup>3</sup>,  
tagirovmarsel@gmail.com

<sup>1</sup> Уфимский Государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

<sup>2</sup> Ургалинское линейно-производственное управление,  
Россия, 450054, г. Уфа, ул. Р. Зорге, 59.

<sup>3</sup> ООО «Газпром трансгаз Уфа»,  
Россия, 450099, г. Уфа, ул. Сипайловская, 11.

**Актуальность.** Одной из причин, способной разрушать газопроводы, являются геодинамические воздействия, так как по мере длительной эксплуатации газопроводов, расположенных, например, на тектонических разломах, происходит накопление повреждающего фактора, связанного с изгибными напряжениями. Анализ фактического положения газопроводов по данным внутритрубного технического диагностирования показал наличие потенциально-опасных участков, на которых кривизна не соответствует проектной, а значит изгибные напряжения также могут значительно отличаться по абсолютной величине в большую сторону от проектных. Следовательно, необходимо своевременно выявлять такие потенциально-опасные участки, и в зависимости от уровня фактических напряжений проводить восстановительные мероприятия.

**Цель:** провести оценку влияния геодинамических зон, пересекающих магистральные газопроводы на их напряженно-деформированное состояние с использованием данных внутритрубного технического диагностирования, в т. ч. с учетом их длительной эксплуатации.

**Объект:** участок четырехниточного коридора магистрального газопровода, расположенного на территории западного Урала, где по данным Российской Академии Наук в настоящее время наблюдаются надвиги.

**Методы:** аналитические методы исследования напряженно-деформированного состояния магистральных газопроводов по данным о пространственном положении его оси, полученных методами общепринятой технологии и данными внутритрубной диагностики.

**Результаты.** Проведен анализ основных этапов общепринятой технологии выявления геодинамических зон и определения его основных параметров, оценки напряженно-деформированного состояния. Показана возможность выявления потенциально-опасных участков магистральных газопроводов на пересечениях с геодинамическими зонами, по данным внутритрубной диагностики. Установлено, что с увеличением сроков эксплуатации магистральных газопроводов возрастает количество потенциально-опасных участков, на которых радиус кривизны не соответствует требованиям нормативной документации по минимально допустимому, равному 1000 D. По результатам обработки данных внутритрубной диагностики приведены примеры определения величин изгибных напряжений, превышающих нормативные значения. В связи с невозможностью полной переукладки магистральных газопроводов, предлагается привести нормативные требования к уровню напряжений. Кроме того, показана возможность выявления активных геодинамических зон и их параметров, по данным внутритрубной диагностики.

### Ключевые слова:

Магистральный газопровод, геодинамические зоны, напряженно-деформированное состояние, потенциально-опасные участки, внутритрубное техническое диагностирование.

### Введение

При проектировании газопроводов в большинстве случаев выбор трасс ограничен; они нередко пересекают геодинамические зоны (ГДЗ) [1–4]. К таким зонам относятся: движения земных блоков, надвиги (горные удары), карсты, тектонические разломы, разломы другого характера и т. п.

По данным Российской Академии наук (РАН), на западном Урале были обнаружены и прослежены надвиги, вызвавшие образование зон деформаций [5, 6] на 400 км. При надвигах образуется отрицательный рельеф местности, т. е. со стороны надвига образуется более крутой склон по сравнению с более пологим на другой стороне. Предполагается, что надвиги, воздействуя на магистральный газопровод (МГ), приводят его в движение, изменяя его напряженно-деформированное состояние (НДС).

В настоящее время установлено, что причиной самой масштабной аварии XX в. в трубопроводном

транспорте (продуктопровод в Республике Башкортостан) [7] является геодинамический фактор [5], и поэтому особую важность приобретает оценка результатов воздействия активных ГДЗ на МГ.

#### Выявление геодинамических зон

Основные этапы выявления ГДЗ покажем на примере четырехниточного коридора МГ, проходящего по западному Уралу с севера на юг. Технология выявления ГДЗ и их параметров, где выделяются два этапа:

- анализ внешних признаков с использованием аэрокосмических технологий;
- анализ таких данных геолого-геофизических технологий, как параметры ГДЗ, размеры, направление и скорость перемещения блоков.

В качестве примера на рис. 1 приведена карта с результатами структурно-тектонического дешифрирования материалов космической и аэрофотосъемки (участки ГДЗ № 0–12) в месте расположения МГ.

На рис. 1 показано, что участок МГ пересекает ГДЗ линейной трещиноватости (участки № 1, 3, 5–7, 10, 12) и изометрической трещиноватости (№ 2, 4, 9). Согласно рис. 1, зона активного вертикального движения земли со скоростью до 1,7...1,8 мм/год располагается в районе ГДЗ № 12. Результаты геолого-геофизических исследований ГДЗ № 12 [8] приведены на рис. 2.

На рис. 2 а–б – ось МГ, маркеры  $O_1$  и  $O_2$  обозначают места шурфовок. Скорость поднятия земли в ГДЗ достигает 1,8 мм/год. Примерно с той же

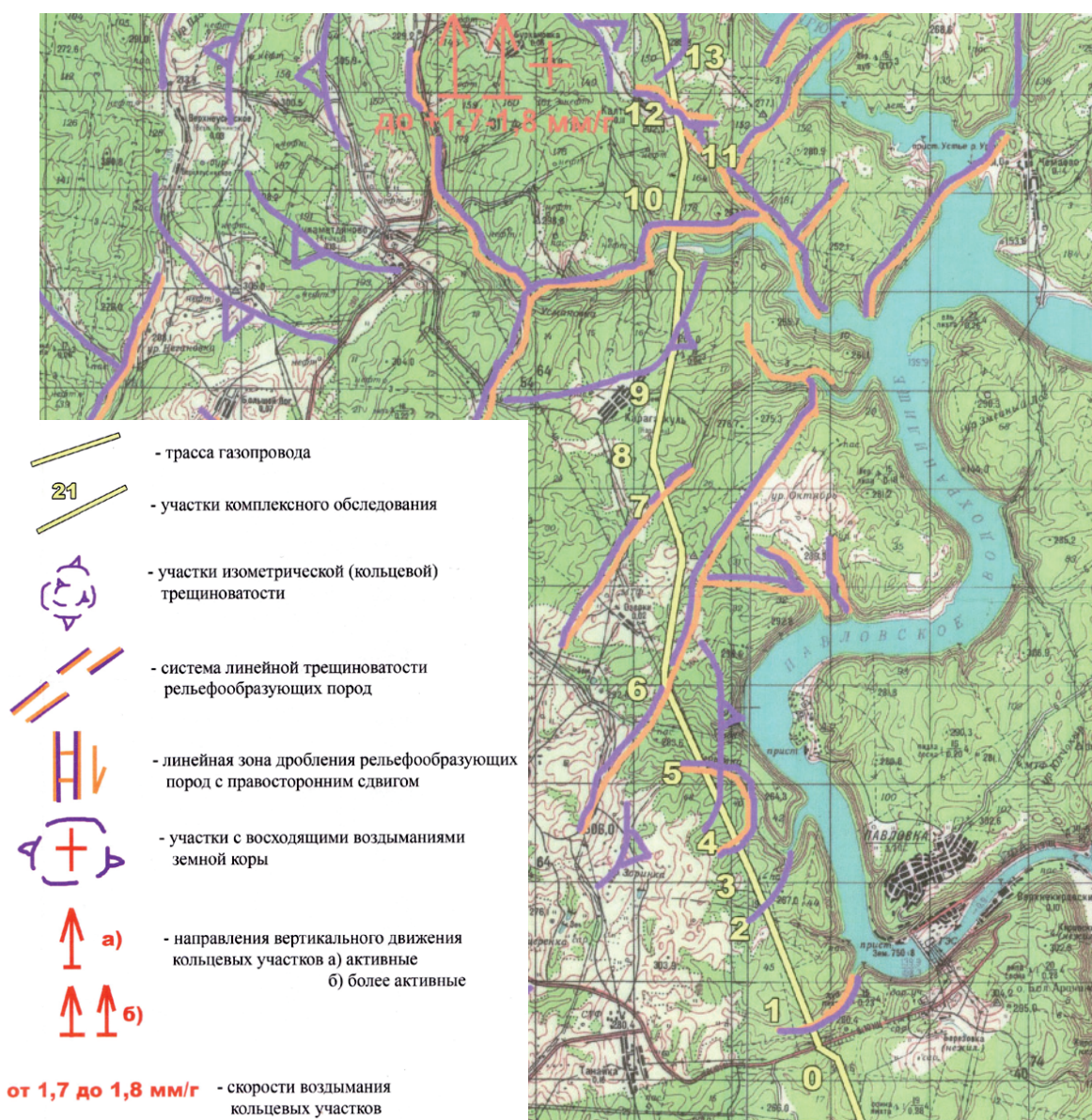


Рис. 1. Результаты структурно-тектонического дешифрирования материалов космической и аэрофотосъемки (участки № 0–12)

Fig. 1. Results of structural tectonic interpretation of materials for space and aerial photography (sections 0–12)

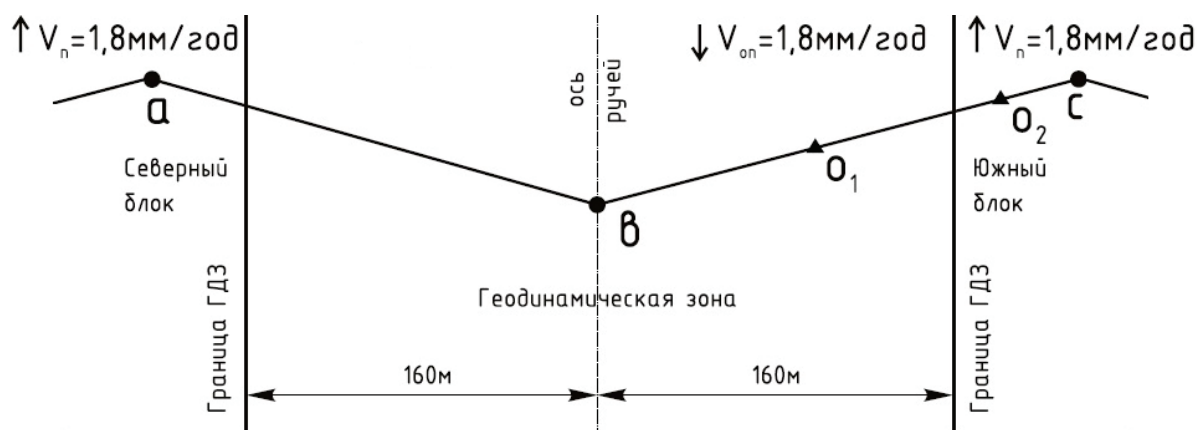


Рис. 2. Схема параметров ГДЗ № 12

Fig. 2. Diagram of the parameters of geodynamic zone № 12

скоростью опускается зона разлома, имеющего выраженные границы и глубокое простираие. По положению оси газопровода очевидно направление воздействия ГДЗ. В центральной части выпуклого участка движение грунта происходит вниз, а по краям – вверх.

Вывод о степени воздействия ГДЗ на НДС МГ может быть сделан после измерения фактических напряжений в шурфах. Одним из методов измерения абсолютных значений напряжений в деталях и конструкциях является ультразвуковой, получивший широкое распространение как в отечественной, так и зарубежной практике. К системе, в которой реализован этот метод, относится измерительно-вычислительный комплекс «Астрон», в основу работы которого положен спектральный импульсный метод акустической структурометрии. Способ измерения напряжений в комплексе «Астрон», как и у большинства способов измерения НДС, контактный. Это требует удобного подхода к стенке трубы, что достаточно сложно реализовать, например на подводных переходах, в пойменной части и т. п.

#### Измерения напряженно-деформированного состояния в шурфах на пересечении с геодинамической зоной № 12

В табл. 1 приведены значения измеренных комплексом «Астрон» продольных напряжений в шурфах № 12/1, 12/2 [9].

Таблица 1. Значения измеренных продольных напряжений

Table 1. Values of measured longitudinal stresses

Номер шурфа Pit number	Продольные напряжения, МПа – в часовых координатах Longitudinal stresses, MPa – in hour coordinates						
	7 <sup>00</sup>	9 <sup>00</sup>	10 <sup>30</sup>	12 <sup>00</sup>	1 <sup>30</sup>	3 <sup>00</sup>	4 <sup>30</sup>
12/1	80	160	220	200	120	–70	–190
12/2	–150	50	110	120	170	20	–140

Учитывая, что радиус кривизны, равному 1000 D, соответствуют по правилам [10] напряже-

ния величиной около 100 МПа, в обоих измеренных сечениях при максимальных напряжениях, равных 220 и 170 МПа, радиусы изгиба составят, соответственно, 450 и 590 D, что не соответствует нормативным значениям правил [11].

Анализ положения газопровода в шурфах показал, что в обоих шурфах трубопровод расположен выпуклостью вверх, что подтверждает перемещение южного блока границы ГДЗ вверх. А так как максимальные растягивающие напряжения в шурфах не совпадают по часам, то можно говорить и о наличии отклонения газопровода от проектного положения в плане.

Согласно полученным данным, продольные напряжения соответствуют нормативу [10]. Тем не менее это не означает, что фактическая картина НДС благополучная, скорее это свидетельствует о несовершенстве общепринятых вероятностных методов оценки потенциально-опасных участков (ПОУ) на пересечениях с ГДЗ, основанных на ряде допущений. Перечислим некоторые из них: достоверность выявления собственно ГДЗ с применением аэрокосмических технологий, определения его параметров: протяженности, направления и скорости движения блоков геолого-геофизическими методами; перемещения трубопровода в полном соответствии с перемещением блоков; места выбора шурфовки под измерение НДС; точности измерения НДС и т. д.

#### Определение потенциально-опасных участков а пересечениях с геодинамическими зонами по данным внутритрубногo технического диагностирования

За последнее время ВТД газопроводов [12] развивается в направлении позиционирования пространственного положения газопровода, к настоящему времени технология определения профиля и радиуса изгиба [13–15] газопровода позволяет уже с достаточной для инженерных расчетов точностью оценивать напряжения от изгиба. Метод позволяет надежно отображать линейно-высотное

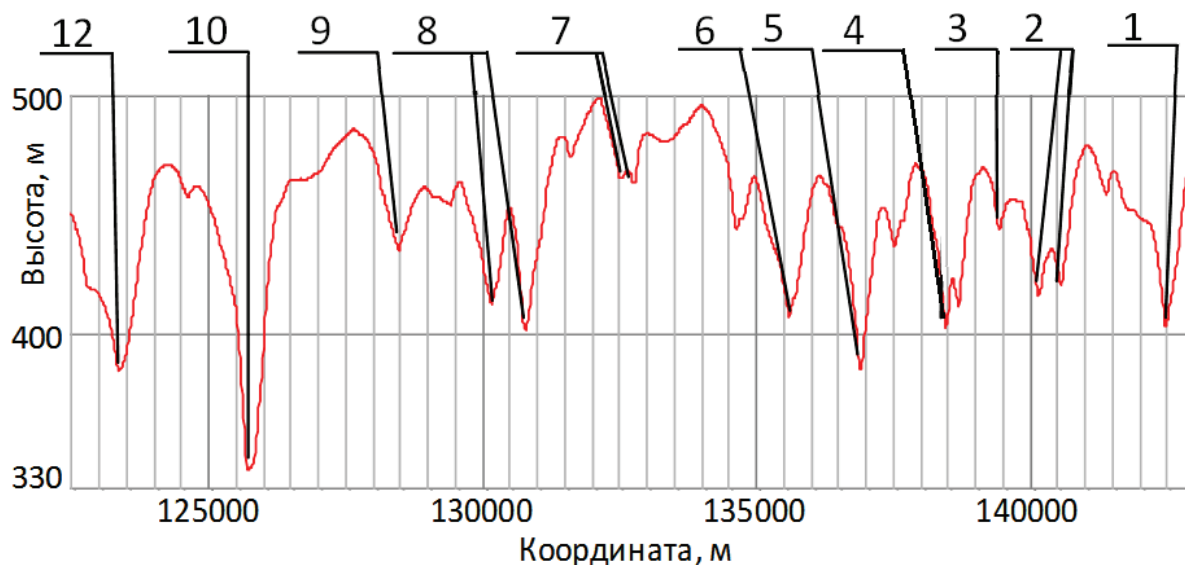


Рис. 3. Профиль участка на пересечениях с ГДЗ

Fig. 3. Pipeline profile at the intersections with geodynamic zones

положение участка газопровода и измерять радиус изгиба от 4000 м.

Если схему на рис. 1 можно отнести к плану участка МГ, то применительно к трубопроводному транспорту значительно большей информативностью обладает профиль участка МГ. На рис. 3 приводится профиль участка МГ, пересекающего ГДЗ № 1–12, построенный по данным ВТД [16].

Анализ профиля участка, изображенного на рис. 3, показывает, что:

- надвиги ГДЗ направлением справа налево (ГДЗ № 1, 2, 4, 6, 8, 10, 12) вполне различимы;
- ГДЗ № 3, 7, 9 можно рассматривать не столько как собственно ГДЗ, а как следствие деления крупных блоков ГДЗ № 2, 6, 8 на более мелкие [5].

Из вышеизложенного следует, что на профиле участка в виде ГДЗ отражены сколько-нибудь значимые ПОУ, в том числе и складки местности, и, следовательно, нет необходимости проводить аэрокосмические исследования.

На рис. 4 приведен график радиусов изгиба МГ на пересечении с ГДЗ № 12, построенный по данным ВТД 2015 г. [13, 16]. Синим цветом выделены участки с отводами холодного гнутья (ОХГ), зеленым – сечение с минимальным радиусом изгиба в упругой зоне. Горизонтальные прямые выделяют следующие радиусы изгиба:

- 1000D и более допустимы, согласно правилам [10, 11];
- 500D и более, согласно [17], трубная сталь К60 сохраняет упругие свойства независимо от параметров температуры и давления и соответствует правилам [10];
- 250D и менее, недопустимы по правилам [10, 11];
- 250–500D требует индивидуального расчета в каждом конкретном случае на соответствие правилам [10].

Из рис. 4 видно, что рассматриваемый участок газопровода представляет собой не прямые участки с радиусом изгиба, близким к бесконечности, по проектной документации, а систему разнонаправленных радиусов.

Ненормативный радиус изгиба 282D (123300 м, 6,3 часа) можно объяснить воздействием ГДЗ при направлении действия вниз вектора распределенных сил. Минимальный радиус образовался в 20 м от центра ГДЗ, где находится дно ручья (2 ОХГ на координате 123350 м). Измерения напряжений, представленных в табл. 1, были проведены в стороне от максимальных напряжений. Кроме того, можно отметить, что все ОХГ имеют радиусы пластического изгиба более проектного, равного 60 м (от 86 до 115 м), т. е. «распрямились».

В целом на данном участке протяженностью 600 м, около 60 % не соответствуют требованиям правил [11] по радиусам упругого изгиба 1000D и более. Аналогичные данные приводятся в работе [17], где показано, что на прямолинейном участке протяженностью 400 м имеются 11 участков с радиусом изгиба менее 1000D, общей протяженностью около 30 %. Появление технологии измерения радиусов изгиба [13] позволило объективно отражать фактическое линейно-высотное положение участка газопровода, его радиусы изгиба, их направление, что значительно расширяет возможности ВТД уже и в части оценки напряжений.

Для приведения газопровода, расположенного в зоне действия геодинамических факторов, к требованиям правил [11] необходима его практически 100 % переукладка, что не представляется возможным. Более реальная альтернатива – пересмотреть существующие нормативные документы по эксплуатации МГ [18], учитывающие реальное НДС. Например, в [17] показано, что для МГ из

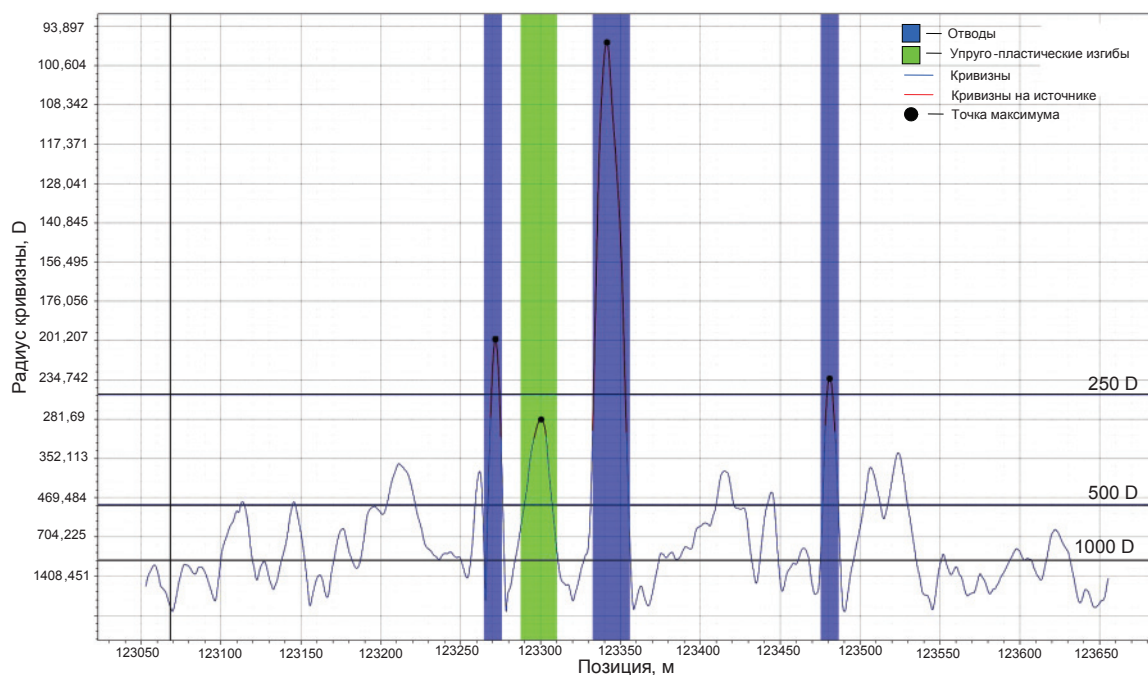


Рис. 4. Радиусы кривизны газопровода на пересечении с ГДЗ № 12

Fig. 4. Radii of pipeline curvature at the intersection with geodynamic zones 12

трубной стали К60 со сроком эксплуатации 33 лет и более, при радиусе изгиба  $500D$ , продольные напряжения не превышают предел пропорциональности, составляющий около  $0,7 \sigma_{\text{тек}}$ , что, в свою очередь, соответствует требованиям правил [10].

#### Динамика изменения потенциально-опасных участков под воздействием активных геодинамических зон

Динамику напряжений от изгиба газопровода можно отслеживать по данным нескольких пропусков внутритрубных дефектоскопов, а по характеру изменения радиусов кривизны также возможно выявление активных ГДЗ. В табл. 2 приводятся ПОУ с ненормативными радиусами изгиба ( $500D$  и менее), выявленные на МГ, диаметром 1420 мм, в процессе двух обследований средствами ВТД на пересечениях с ГДЗ (№ 1–12), после 33 лет (2015 г.) [16] и 35 лет (2017 г.) [19] эксплуатации.

Параметры транспорта газа (температура и давление), при пропусках снарядов, согласно отчетам ВТД [16, 19], на координате 123500 м (ГДЗ № 12) практически одинаковы:

- давление +6,2 МПа (2015), 6,7 МПа (2017);
- температура газа +13,1 °C (2015), 12,8 °C (2017).

Температура газа при повторном пропуске на  $0,3^\circ$  ниже, т. е. в пределах погрешности измерения, что не должно влиять на напряжения от температурного перепада.

Анализ данных табл. 2 показывает:

- в 2015 г. выявлены ПОУ на 8 ГДЗ, в 2017 г. – уже на 11 ГДЗ;
- в 2015 г. было выявлено 17 ПОУ с радиусом изгиба менее  $500 D$ , в 2017 г. было выявлено уже

50, т. е. произошло трехкратное увеличение ПОУ, что свидетельствует о повышении активности процессов ГДЗ.

Таблица 2. ПОУ на МГ на пересечениях с ГДЗ, выявленных ВТД, в 2015 и 2017 гг.

Table 2. Potentially dangerous sections on the main gas pipeline at the intersections with geodynamic zones identified by in-line diagnostics, in 2015 and 2017

№ участка Site no.	Границы ГДЗ, м Borders of geodynamic zones, m	Количество ПОУ на участке Number of potentially dangerous sections on the site	
		ВТД-2015 in-line diagnostics 2015	ВТД-2017 in-line diagnostics 2017
1	142200–142900	2	5
2	140000–140900	3	7
3	139300–139600	–	2
4	138300–138900	–	2
5	136600–137300	2	3
6	135400–136000	1	5
7	132400–133100	–	7
8	130500–131200	1	7
9	128200–128700	3	4
10	125200–126100	1	6
12	123200–123600	4	2
Всего/Total		17	50

Примечание. Технические параметры внутритрубных снарядов в 2015 и 2017 гг. [16, 19] не изменились.

Note. Engineering parameters of pig receivers in 2015 and 2017 [16, 19] have not changed.

Трубопровод, в данном случае диаметром 1420 мм, является достаточно жесткой системой,

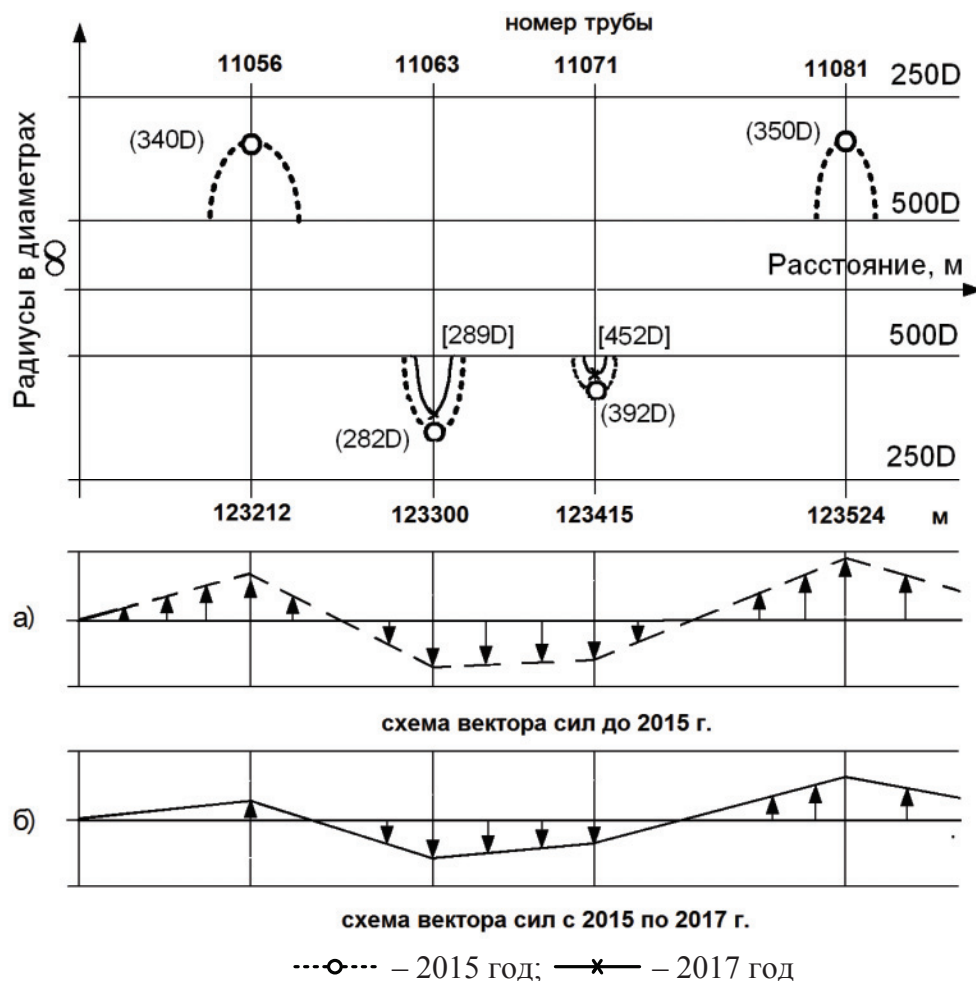


Рис. 5. Радиус изгиба в ГДЗ № 12. Схема воздействия вектора распределенных сил: а) 2015 г.; б) 2017 г.

Fig. 5. Bending radius in geodynamic zone № 12. Diagram of the distributed force vector effect: а) 2015; б) 2017

которая сопротивляется линейным и радиальным перемещениям, а между заземленными участками представляет собой непрерывную натянутую нить. Для возникновения на подземном МГ ПОУ с ненормативными радиусами изгиба необходимо масштабное воздействие распределенных сил, такое может обеспечить ГДЗ. Можно предположить, что уже до второго ВТД имелись радиусы изгиба, но более  $500 D$ .

На рис. 5 представлен график радиусов изгиба, пересекающих ГДЗ № 12, в виде укрупненной схемы, отражающий радиусы менее  $500D$  (укрупненный, в данном случае, означает без учета радиусов на участках, где они менее  $500D$ ). На рис. 5 отражены данные двух ВТД (2015 и 2017 гг.). В верхней части схемы указаны участки, расположенные выпуклостью вверх – с 9 до 3 часов, в нижней – выпуклостью вниз – с 3 до 9 часов. На рис. 5, а схема вектора распределенных сил и профиль оси трубопровода по данным 2015 г., 5, б – по данным 2017 г.

При анализе картины НДС мы исходим из того, что газопровод построен по правилам [10, 11], т. е. на участке радиусы упругого изгиба не менее

$1000D$ , а значит выявленные несоответствия вызваны факторами, возникшими при эксплуатации.

Данные ВТД, представленные на рис. 5, совпадают с картиной, изображенной на рис. 2. То есть, центр выпуклой зоны опускается, а края поднимаются – оба ПОУ по центру выпуклостей. Таким образом с достаточной точностью определены параметры ГДЗ: направление движения блоков вертикальное протяженностью 250–300 м [18].

Рассмотрим информацию, представленную на рис. 6, для более сложного случая геодинамического воздействия на примере ГДЗ № 2 общей протяженностью 900 м.

По данным 2015 г. (рис. 6, а), на участке слева, длиной около 450 м, к 33 году эксплуатации ось трубопровода направлена выпуклостью вверх [16], труба № 12578 ( $\sigma \approx 360$  МПа, 11,7 часа), № 12591 (365 МПа, 11,6), 12598 (350 МПа, 11,1).

По данным 2017 г., картина НДС кардинально изменилась (рис. 6, б) – участок слева направо:

- около 300 м прогнулся вниз, напряжения [19], труба № 12562 ( $\sigma \approx 306$  МПа, 6,2 часа) № 12568 (247 МПа, 6,1);

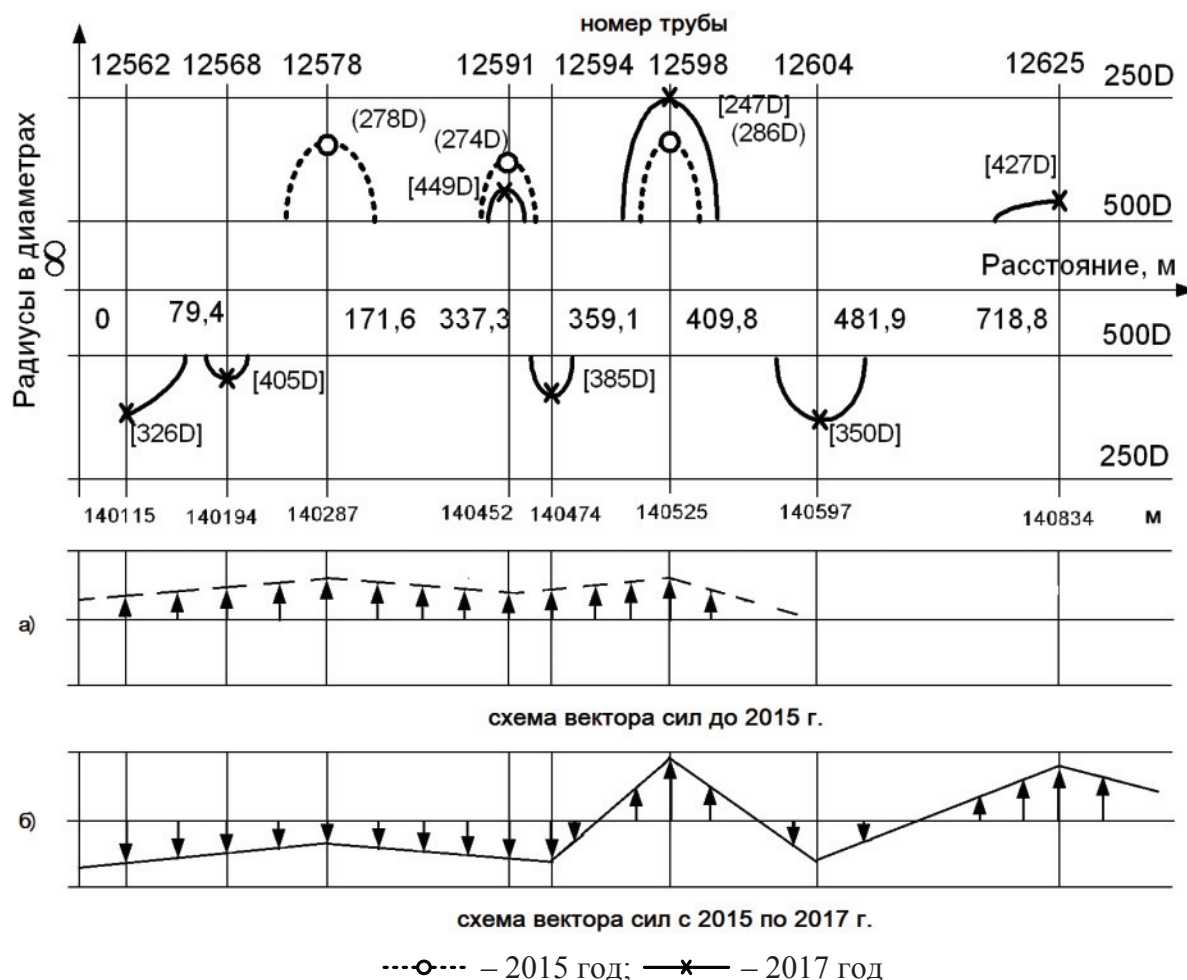


Рис. 6. Величины радиусов изгиба на ГДЗ № 2. Схема воздействия вектора распределенных сил: а) до 2015 г.; б) 2015–2017 гг.

Fig. 6. Bending radius in geodynamic zone № 2. Diagram of the distributed force vector effect: а) until 2015; б) 2015–2017

- около 50 м ось выпуклая вверх, № 12591 (223 МПа, 11,4);
- около 70 м выпуклая вниз, № 12594 (260 МПа, 4,9);
- около 100 м выпуклая вверх, № 12598 (405 МПа, 11,9);
- около 300 м выпуклая вниз, № 12604 (286 МПа, 5,4);
- от 600 м выпуклая вверх, № 12625 (234 МПа, 11,8).

Ось трубопровода представляет собой полные три волны синусоиды, т. е. меняется знак изгибных напряжений и в широких пределах сами изгибные напряжения. С достаточной точностью определены границы и направление движения блоков ГДЗ средствами ВТД [18].

Кроме того, например, по трубе № 12598 прослеживается тенденция повышения изгибных напряжений с 360 МПа (2015 г.) до 405 МПа (2017 г.), что может служить основанием для проведения ремонтно-восстановительных работ.

Из приведенных данных видно, что на участках МГ под воздействием ГДЗ за два неполных го-

да между 2015 и 2017 гг. изменяются радиусы изгиба, а значит и напряжения от изгиба, что подтверждает данные РАН о современных проявлениях надвигов на западном Урале.

Кроме того, появляется возможность решения обратной задачи, с использованием ВТД определять активные ГДЗ, с определением границ и направления движения блоков [20].

На основе проведенных исследований можно сформулировать следующие выводы.

1. Приводится характеристика основных этапов общепринятой технологии выявления ГДЗ, определения их основных параметров, оценки НДС МГ включающей: аэрокосмические и геолого-геофизические технологии; измерения напряжений в трассовых условиях. Показано, что эта многоэтапная технология из разных областей науки по своим результатам является вероятностной и не позволяет достоверно выявлять ПОУ с оценкой их НДС.
2. Прорывом в области диагностики трубопроводов является технология построения профиля и определения направления и величины радиуса

изгиба трубопровода средствами ВТД. Измерение позволяет выявлять ПОУ МГ и с достаточной для инженерных расчетов точностью оценивать напряжения от изгиба газопровода.

3. Показано, что после длительной эксплуатации (33 года и более) линейная часть МГ не соответствует требованиям правил по минимально допустимому радиусу изгиба 1000 D. В связи с невозможностью полной переукладки линейной

части МГ ПАО «Газпром» предлагается переработать нормативные требования по допустимым напряжениям.

4. Обследования МГ средствами ВТД позволяют при повторном пропуске оценивать динамику изменения радиусов изгиба, а значит и его НДС.
5. Показана возможность, по данным ВТД, выявления активных ГДЗ и их параметров: границ и направления движения блоков.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Late Cenozoic magmatic inflation, crustal thickening, and >2 km of surface uplift in central Tibet / J.L. Chen, A. Yin, J.F. Xu, Y.H. Dong, Z.Q. Kang // *Geology*. – 2018. – V. 46. – P. 19–22.
2. Haproff P.J., Zuza A.V., Yin A. West-directed thrusting south of the eastern Himalayan syntaxis indicates clockwise crustal flow at the indenter corner during the India-Asia collision // *Tectonophysics*. – 2018. – V. 722. – P. 277–285.
3. 3D geodynamic models for the development of opposing continental subduction zones: the Hindu Kush–Pamir example / J. Liao, T. Gerya, M. Thielmann, A.A.G. Webb, S.-K. Kufner, A. Yin // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2017. – V. 480. – P. 133–146.
4. Late Paleozoic and Mesozoic evolution of the Lhasa Terrane in the Xainza area of southern Tibet / S.Y. Fan, L. Ding, M.A. Murphy, M. Yao, A. Yin // *Tectonophysics*. – 2017. – V. 721. – P. 415–434.
5. Давлетов М.И. Исходные параметры для расшифровки геологических факторов аварий трубопроводов на территории Башкортостана // *Энергоэффективность. Проблемы и решения: V Российский энергетический форум*. – Уфа, 2005. – С. 232–237.
6. Давлетов М.И. Неотектонические движения по зонам разломов на трассах трубопроводов северо-запада и запада Башкирии // *Энергоэффективность. Проблемы и решения: V Российский энергетический форум*. – Уфа, 2005. – С. 238–241.
7. Савина А.В., Гражданкин А.И. Определение минимальных безопасных расстояний от магистральных трубопроводов до населенных пунктов, зданий и сооружений // *Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сборник докладов IV Международной научно-технической конференции и выставки GTS*. – М., 2011. – Ч. 1 – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 320–324.
8. Аскарлов Р.М., Мазитов Д.Г., Рафиков С.К. Прогноз напряженно-деформированного состояния участков газопроводов, пересекающих геодинамические зоны // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2015. – № 1. – С. 121–126.
9. Аскарлов Р.М., Мазитов Д.Г., Рафиков С.К. Оценка фактических напряжений магистральных газопроводов, пересекающих геодинамические зоны // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2015. – № 2 (100). – С. 136–143.
10. Свод правил 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85\* с изменениями и дополнениями). URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 13.05.2018).
11. Свод правил 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП III-42–80\*). URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200102566> (дата обращения: 13.05.2018).
12. Чучкалов М.В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах: дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2015. – 321 с.
13. Способ определения потенциально опасного участка трубопровода с непроектным уровнем напряженно-деформированного состояния: пат. № 2602327 РФ. Заявл. 04.04.2015; опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.
14. Successful management of the pipeline cracking threat using an ultrasonic in-line inspection tool – a case study / B. Delanty, I. Whitbread, M. Maxwell, J. Munro // *Pipelines international*. – 2015. – № 9. – P. 44–48.
15. Pipeline Operators Forum. Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines. Version 2016. – СПб.: ЛТД «ДИАС», 2016. – 56 р.
16. Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода Уренгой–Петровск. – Екатеринбург: НПЦ Внутритрубная диагностика, 2015. – 974 с.
17. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов / Р.М. Аскарлов, К.М. Гумеров, А.Н. Кукушкин, И.М. Исламов // *Трубопроводный транспорт: теория и практика*. – 2017. – № 6. – С. 28–33.
18. Отчет по внутритрубной дефектоскопии газопровода Уренгой–Петровск. – Екатеринбург: НПЦ Внутритрубная диагностика, 2017. – 1032 с.
19. СТО Газпром 2–3.5–454–2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 241 с.
20. Способ выявления геодинамических зон, пересекающих магистральные трубопроводы: пат. № 2666387 РФ. Заявл. 04.04.2017; Опубл. 07.09.2018, Бюл. № 25.

Поступила: 14.11.2018 г.

## Информация об авторах

**Аскарлов Р.М.**, доктор технических наук, доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа Уфимского Государственного нефтяного технического университета.

**Валеев А.Р.**, кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа Уфимского Государственного нефтяного технического университета.

**Исламов И.М.**, начальник Ургалинского линейно-производственного управления.

**Тагиров М.Б.**, инженер 2 категории Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Уфа».

UDC 622.692.4.053

## ANALYSIS OF THE EFFECT OF GEODYNAMIC ZONES CROSSING THE MAIN GAS PIPELINES ON THEIR STRESS-STRAIN STATE

**Robert M. Askarov<sup>1</sup>,**  
askarov1943@mail.ru

**Anvar R. Valeev<sup>1</sup>,**  
anv-v@yandex.ru

**Ildar M. Islamov<sup>2</sup>,**  
mildarislamov@mail.ru

**Marsel B. Tagirov<sup>3</sup>,**  
tagirovmarsel@gmail.com

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

<sup>2</sup> Limited Liability Company «Gazprom transgaz Ufa»,  
59, R. Zorge street, Ufa, 450054, Russia.

<sup>3</sup> Engineering and Technology Center Gazprom Transgas Ufa,  
11, Sipaylovskaya street, Ufa, 450099, Russia.

**The relevance.** One of the reasons capable of destroying gas pipelines is geodynamic effects, since with long-term operation of gas pipelines located, for example, on tectonic faults, the damaging factor due to bending stresses is accumulated. The analysis of the actual position of gas pipelines according to in-line technical diagnostics showed the presence of potentially dangerous areas, in which the curvature does not match the design, and therefore the bending stresses can also differ significantly in absolute magnitude in the larger direction from the design. Therefore, it is necessary to identify such potentially dangerous areas in a timely manner and, depending on the level of actual stresses, carry out restoration measures.

**The main aim** of research is to analyze the influence of geodynamic zones crossing the main gas pipelines on their stress-strain state using the data from in-line inspection and taking into account their operation beyond the depreciation period.

**Objects:** four thread corridor of the main gas pipeline running through the western Urals.

**Methods:** analytical methods for the study of the stress-strain state of gas pipelines according to the data on the spatial position of its axis, obtained by the methods of the generally accepted technology and the data of the in-line technical diagnostics.

**Results.** The authors have analyzed the main stages of the generally accepted technology for detecting geodynamic zones and determining its main parameters, the assessment of stress-strain state. The paper demonstrates the possibility of detecting potentially dangerous areas at intersections with geodynamic zones, according to the in-line technical diagnostics. It was established that with the increase of the gas pipeline service life, the number of potentially dangerous areas grows, in which the radius of curvature does not meet the requirements of regulatory documentation for the minimum allowable equal to 1000 D. Based on the results of the data processing of the in-line technical diagnostics, the examples of determining the values of bending stresses exceeding the standard values are given. As it is impossible to complete re-laying of gas pipeline, it is proposed to bring regulatory requirements for the level of stresses. In addition, the possibility of identifying active geodynamic zones and their parameters, according to the data of the in-line technical diagnostics, is shown.

### Key words:

Gas pipeline, geodynamic zones, stress-strain state, potentially dangerous areas, bend radius of the pipeline, in-line diagnostics.

### REFERENCES

1. Chen J.L., Yin A., Xu J.F., Dong Y.H., Kang Z.Q. Late Cenozoic magmatic inflation, crustal thickening, and >2 km of surface uplift in central Tibet. *Geology*, 2018, vol. 46, pp. 19–22.
2. Haproff P.J., Zuza A.V., Yin A. West-directed thrusting south of the eastern Himalayan syntaxis indicates clockwise crustal flow at the indenter corner during the India-Asia collision. *Tectonophysics*, 2018, vol. 722, pp. 277–285.
3. Liao J., Gerya T., Thielmann M., Webb A.A.G., Kufner S.-K., Yin A. 3D geodynamic models for the development of opposing continental subduction zones: The Hindu Kush–Pamir example. *Earth and Planetary Science Letters*, 2017, vol. 480, pp. 133–146.
4. Fan S.Y., Ding L., Murphy M.A., Yao M., Yin A. Late Paleozoic and Mesozoic evolution of the Lhasa Terrane in the Xainza area of southern Tibet. *Tectonophysics*, 2017, vol. 721, pp. 415–434.
5. Davletov M.I. Iskhodnye parametry dlya rasshifrovki geologicheskikh faktorov avariyn truboprovodov na territorii Bashkortostana [Initial parameters for interpreting geological factors of pipeline accidents in the territory of Bashkortostan]. *V Rossiyskiy energeticheskiy forum. Energoeffektivnost. Problemy i resheniya* [V Russian Energy forum. Power efficiency. Problems and solutions]. Ufa, 2005. pp. 232–237.
6. Davletov M.I. Neotektonicheskie dvizheniya po zonam razlomov na trassakh truboprovodov severo-zapada i zapada Bashkirii [Neotectonic movements along the fault zones along the pipelines of the northwest and west of Bashkiria]. *V Rossiyskiy energeticheskiy forum. Energoeffektivnost. Problemy i resheniya* [V Russian Energy forum. Power efficiency. Problems and solutions]. Ufa, 2005. pp. 238–241.
7. Savina A.V., Grazhdankin A.I. Opredelenie minimalnykh bezopasnykh rasstoyaniy ot magistralnykh truboprovodov do naselen-

- nykh punktov, zdaniy i sooruzheniy [Determination of the minimum safe distances from trunk pipelines to settlements, buildings and structures]. *Gazotransportnye sistemy: nastoyashchee i budushchee. Sbornik dokladov IV Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii i vystavki GTS* [Gas-transport systems: present and future. Reports of the IV International scientific and technical conference and exhibition GTS]. Moscow, 2011. P. 1. Moscow, Gazprom VNIIGAZ Publ., 2011. pp. 320–324.
8. Askarov R.M., Mazitov D.G., Rafikov S.K. Prognoz napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya uchastkov gazoprovodov, peresekayushchikh geodinamicheskiye zony [The forecast of the stress-strain state of sections of gas pipelines crossing the geodynamic zones]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2015, no. 1, pp. 121–126.
  9. Askarov R.M., Mazitov D.G., Rafikov S.K. Otsenka fakticheskikh napryazheniy magistralnykh gazoprovodov, peresekayushchikh geodinamicheskiye zony [Evaluation of the actual voltages of gas pipelines crossing geodynamic zones]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2015, no. 2 (100), pp. 136–143.
  10. SP 36.13330.2012 *Magistralnye truboprovody* (Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.06–85\* s izmeneniyami i dopolneniyami) [Main pipelines (Updated edition of SNiP 2.05.06–85\* with changes and additions)]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (accessed 13 May 2018).
  11. SP 86.13330.2012. *Magistralnye truboprovody* (Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP III-42–80\*) [Main pipelines (Updated edition of SNiP III-42–80\* with changes and additions)]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200102566> (accessed 13 May 2018).
  12. Chuchkalov M.V. *Razrabotka metodov vyavleniya, tormozheniya i predotvrashcheniya korrozionnogorastreshkivaniya pod napryazheniem na magistralnykh gazoprovodakh*. Dis. Dokt. nauk [development of techniques for detecting, restraining and preventing corrosion cracking under stress on main gaslines. Dr. Diss.]. Ufa, 2015. 321 p.
  13. Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Askarov R.M., Zakiryaynov R.V. *Sposob opredeleniya potentsialno opasnogo uchastka truboprovoda s neproektnym urovnem napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya* [The method of determining the potentially dangerous section of the pipeline with a non-design level of stress-strain state]. Patent RF, no. 2602327, 2016.
  14. Delanty B., Whitbread I., Maxwell M., Munro J. Successful management of the pipeline cracking threat using an ultrasonic in-line inspection tool – a case study. *Pipelines international*, 2015, no. 9, pp. 44–48.
  15. *Pipeline Operators Forum. Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines*. Version 2016. St. Petersburg, LTD «DIAS Publ., 2016. 56 p.
  16. *Otchet po vnutritrubnoy defektoskopii gazoprovoda Urengoy–Petrovsk* [Report on the in-line inspection of the Urengoy–Petrovsk gas pipeline]. Moscow, NPTS Vnutritrubnaya diagnostika, 2015. 974 p.
  17. Askarov R.M., Gumerov K.M., Kukushkin A.N., Islamov I.M. O fakticheskikh radiusakh izгиба lineynoy chasti magistralnykh gazoprovodov [On actual bending radius of the linear part of gas pipelines]. *Truboprovodny transport: teoriya i praktika*, 2017, no. 6, pp. 28–33.
  18. *Otchet po vnutritrubnoy defektoskopii gazoprovoda Urengoy–Petrovsk* [Report on the in-line inspection of the Urengoy–Petrovsk gas pipeline]. Moscow, NPTS Vnutritrubnaya diagnostika, 2017. 1032 p.
  19. *STO Gazprom 2–3.5–454–2010. Pravila ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov* [Rules for the operation of gas pipelines.]. Moscow, Gazprom, 2010. 241 p.
  20. Mastobaev B.N., Askarov R.M., Rafikov S.K., Kitaev S.V., Mazitov D.G., Chuchkalov M.V., Kukushkin A.N. *Sposob vyyavleniya geodezicheskikh zon, peresekayushchikh magistralnyye truboprovody* [Method for identifying geodesic zones crossing main pipelines]. Patent RF, no. 2666387, 2018.

Received: 14 November 2018.

#### Information about the authors

**Robert M. Askarov**, Dr. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Anvar R. Valeev**, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Ildar M. Islamov**, head of Urgalinskoe LPA «Gazprom transgaz Ufa» LLC.

**Marsel B. Tagirov**, Engineer of the 2 category, Engineering and Technology Center Gazprom Transgas Ufa.

УДК 621.31

## ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Копырин Владимир Анатольевич<sup>1</sup>,  
kopyrinva@gmail.com

Портнягин Алексей Леонидович<sup>1</sup>,  
pal1979@mail.ru

Хамитов Рустам Нуриманович<sup>2,1</sup>,  
apple\_27@mail.ru

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет,  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

<sup>2</sup> Омский государственный технический университет,  
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11

**Актуальность** работы обусловлена необходимостью верификации данных узла «погружной электродвигатель – внутрискважинный компенсатор», полученных на имитационной модели с результатами стендовых испытаний. Внутрискважинная компенсация реактивной мощности является относительно новой технологией повышения энергетической эффективности нефтедобывающих объектов по сравнению с существующими способами. Ввиду технических особенностей размещения внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности в эксплуатационной колонне нефтедобывающей скважины, в некоторых случаях, экономически не целесообразно исследование установки электроцентробежного насоса с внутрискважинным компенсатором, с целью определения оптимальных параметров работы установки на реальном объекте. Поэтому разработка адекватной имитационной модели узла «погружной электродвигатель – внутрискважинный компенсатор» является важной задачей, позволяющей при минимальных материальных затратах решить проблемы построения, функционирования и модернизации установок электроцентробежных насосов.

**Цель:** исследование внутрискважинного компенсатора реактивной мощности в программной среде Matlab Simulink и экспериментальные исследования погружного асинхронного электродвигателя с внутрискважинным компенсатором на лабораторном стенде.

**Объект:** погружной асинхронный электродвигатель с внутрискважинным компенсатором реактивной мощности.

**Методы.** При разработке имитационной модели погружного асинхронного электродвигателя использованы готовые блоки библиотеки SimPowerSystem программного комплекса MATLAB Simulink. Для проверки адекватности имитационной модели изготовлен погружной асинхронный электродвигатель и опытный образец внутрискважинного компенсатора реактивной мощности. Стендовые испытания проведены на заводе ООО «Алмаз», имеющем лицензированные лаборатории и аттестованных специалистов.

**Результаты.** Разработана имитационная модель узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ» для моделирования электромеханических процессов узла. Разработан опытный образец внутрискважинного компенсатора реактивной мощности. По результатам стендовых испытаний получены рабочие характеристики погружного асинхронного электродвигателя с внутрискважинным компенсатором. Проведена верификация данных, полученных на имитационной модели, с результатами эксперимента. Расхождения между расчетными и экспериментальными данными составили менее 10 %. Таким образом, разработанная имитационная модель узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ» адекватно отображает электромеханические процессы узла. Определены перспективы проведения опытно-промышленных испытаний погружного асинхронного электродвигателя с внутрискважинным компенсатором реактивной мощности.

### Ключевые слова:

Внутрискважинный компенсатор, имитационная модель, погружной электродвигатель, реактивная мощность, стендовые испытания.

### Введение

Известно, что одним из эффективных способов снизить потери мощности в воздушных и кабельных линиях электропередачи при активно-индуктивной нагрузке является компенсация индуктивной составляющей реактивной мощности [1–4]. В зависимости от способа подключения компенсирующего устройства различают индивидуальную [5, 6], групповую [7–9] и централизованную компенсацию [7, 10]. В нефтедобывающей отрасли в системах электроснабжения нефтедобывающих кустов скважин в основном используется групповая компенсация реактивной мощности (рис. 1, а). При данном виде компенсации компенсирующее

устройство устанавливается на шины комплектно-трансформаторной подстанции 6(10)/0,4 кВ и позволяет уменьшить индуктивную составляющую тока и потери мощности в подводящей линии электропередачи [11]. Мощность компенсирующего устройства выбирается исходя из поддержания требуемого коэффициента реактивной мощности в точке подключения не ниже  $\text{tg } \varphi \leq 0,1$ .

Однако использование групповой компенсации реактивной мощности не позволяет уменьшить индуктивную составляющую тока в отходящих кабелях, питающих погружные асинхронные электродвигатели (ПЭД). С увеличением мощности ПЭД и длины кабелей возрастают потери активной

мощности в электротехническом комплексе установки для добычи нефти, что приводит к дополнительным финансовым затратам на добычу нефти. На некоторых месторождениях длина кабелей, питающих ПЭД, достигает 3500 м.

Под электротехническим комплексом установки для добычи нефти понимается совокупность наземного и погружного электрооборудования, скомпанованного для приема, трансформации электрической энергии, управления ее потоком, преобразования электрической энергии в механическую и передачи её погружному насосу.

Существуют два вида компенсации реактивной мощности по способу подключения компенсирующего устройства: продольная и поперечная. В данной статье рассматривается поперечная компенсация реактивной мощности.

В работах [12–15] для повышения энергоэффективности электротехнического комплекса установки для добычи нефти предложено использовать внутрискважинные компенсаторы реактивной мощности (ВКРМ) [16, 17] или погружные асинхронные электродвигатели с повышенным коэффициентом мощности [18]. То есть реализовать концепцию индивидуальной компенсации реактивной мощности. В этом случае компенсирующее устройство устанавливается непосредственно в нефтяную скважину и подключается параллельно погружному асинхронному электродвигателю (рис. 1, б) или другому потребителю электроэнер-

гии [5]. Количество и мощность ВКРМ (рис. 1, б) выбирается исходя из количества и мощности ПЭД. Предложенные авторами математические и имитационные модели позволяют оценить целесообразность внедрения внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности на нефтяных месторождениях.

Целью статьи являются теоретические исследования внутрискважинного компенсатора реактивной мощности в программной среде Matlab Simulink и экспериментальные исследования погружного асинхронного электродвигателя с внутрискважинным компенсатором на лабораторном стенде.

#### Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования выбран узел нагрузки «ПЭД-ВКРМ» электротехнического комплекса УЭЦН, оснащенный погружным электродвигателем марки ПЭД-Я 63–117 М5В5 и внутрискважинным компенсатором мощностью 30 квар. Предметом исследования являются электромеханические характеристики исследуемого узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ».

Технические характеристики погружного асинхронного электродвигателя ПЭД-Я 63–117 М5В5 приведены в табл. 1 [15]. Выбор мощности внутрискважинного компенсатора производился исходя из поддержания требуемого коэффициента мощности узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ» на уровне 0,95 о.е.

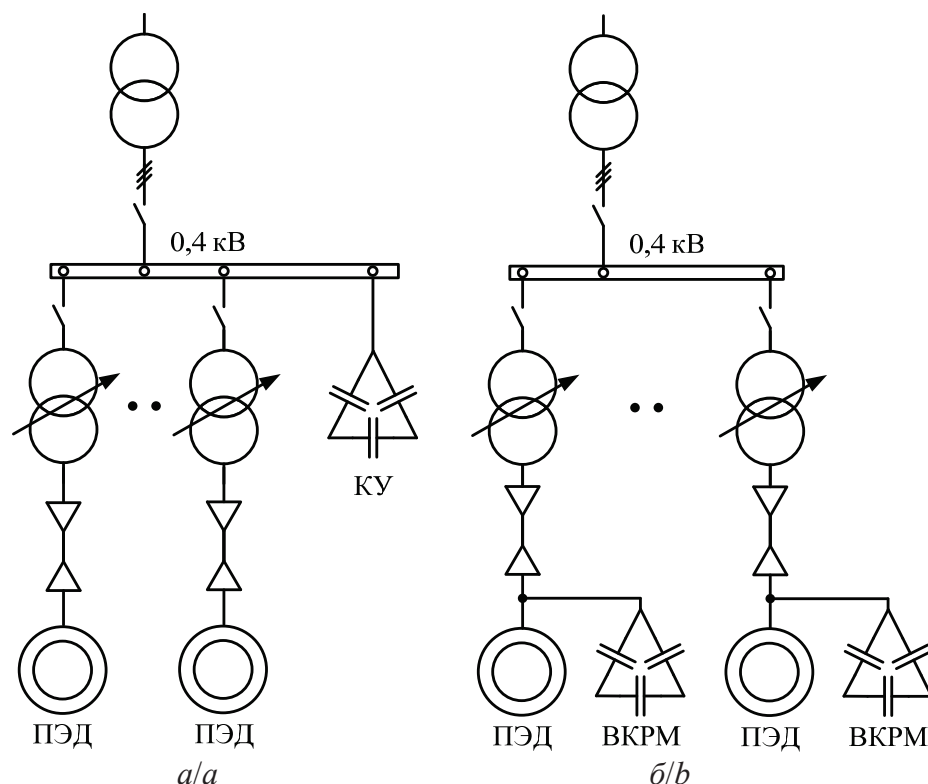


Рис. 1. Однолинейная схема электроснабжения УЭЦН: а) с групповой компенсацией; б) с индивидуальной компенсацией

Fig. 1. Single-line power supply system of (ESP): а) group compensation; б) individual compensation



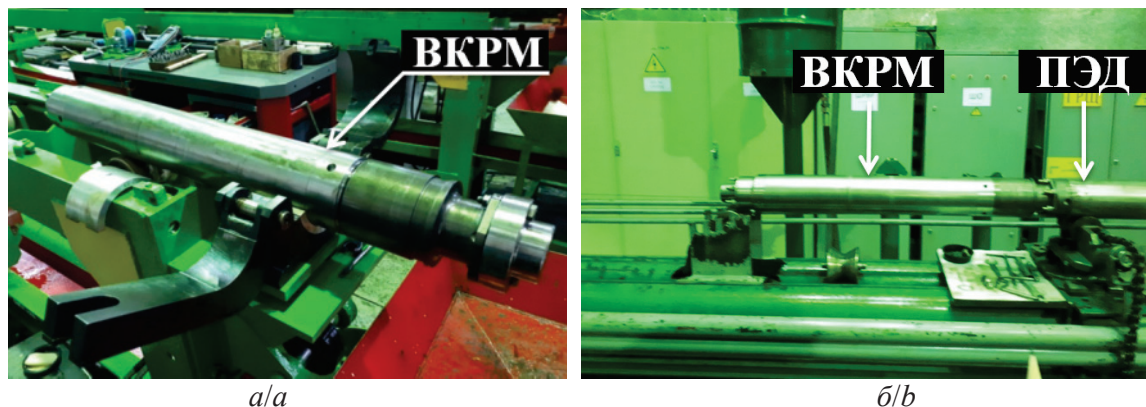


Рис. 3. Внешний вид опытного образца внутрискважинного компенсатора реактивной мощности: а) на сборочном стенде; б) на стендовых испытаниях

Fig. 3. Appearance of test prototype of downhole reactive power compensator: a) on the assembly stand; b) on bench tests

Таблица 2. Технические характеристики внутрискважинного компенсатора реактивной мощности

Table 2. Technical characteristics of downhole compensator of reactive power

Характеристика/Characteristic	Значение/Value
Номинальное напряжение $U_{\text{ВКРМ.ном}}$ , В (50 Гц) Nominal voltage $U_{\text{DRPC.ном}}$ , В (50 Hz)	1040
Номинальная мощность $Q_{\text{ВКРМ.ном}}$ , кВар Nominal power $Q_{\text{DRPC.ном}}$ , kvar	30,0
Номинальный ток $I_{\text{ВКРМ.ном}}$ , А Nominal current $I_{\text{DRPC.ном}}$ , А	16,7

Конструктивно внутрискважинный компенсатор состоит из прочного герметичного корпуса, внутри которого расположены высокотемпературные конденсаторы. Во избежание сдавливания конденсаторов внутри корпуса поддерживается атмосферное давление при максимальном наружном давлении 40 МПа. Напряжение от электрической сети на конденсаторы подается с помощью герметичных кабельных вводов, которые расположены на узле токоввода. Соединение внутрискважинного компенсатора с погружным электродвигателем осуществляется посредством соединительной муфты.

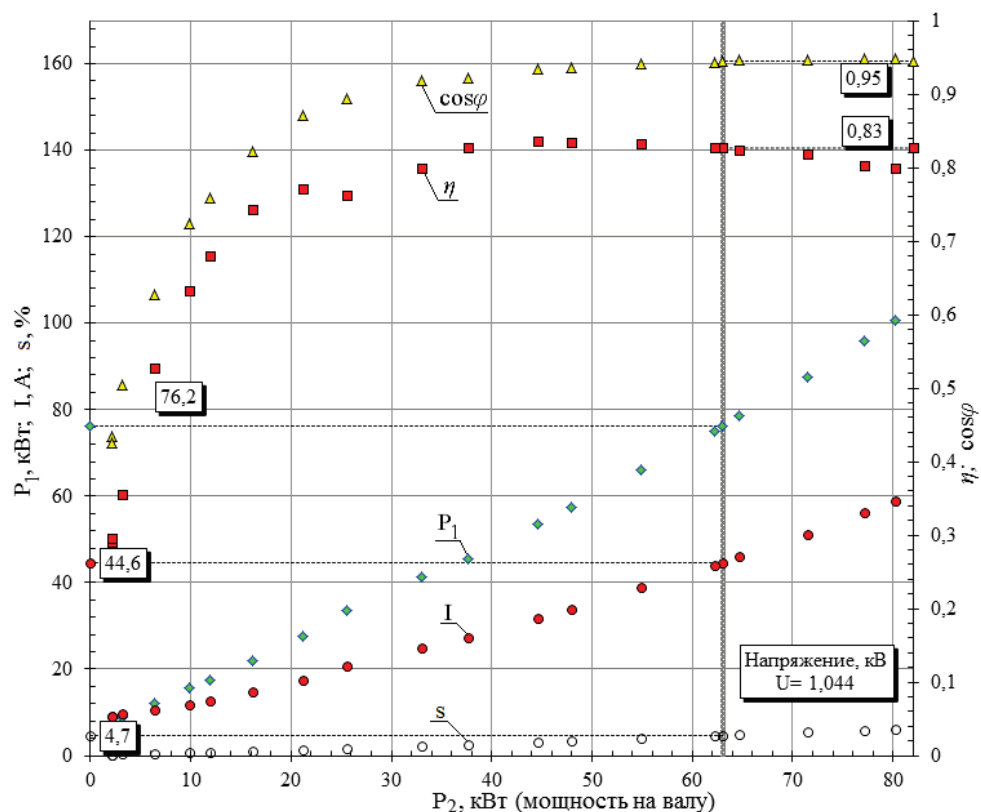


Рис. 4. Рабочие характеристики узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ»

Fig. 4. Performance of the load unit «SEM-DRPC»

**Таблица 3.** Сравнение экспериментальных рабочих характеристик

**Table 3.** Comparison of experimental performance

Mc, %	Скорость, об/мин Speed, rpm			Ток Current, A			Потребляемая активная мощность, кВт Active power consumption, kW			Коэффициент мощности Power factor, cosφ		
	1	2	Δ, %	1	2	Δ, %	1	2	Δ, %	1	2	Δ, %
40	2950	2944	0,20	20,8	20,2	2,88	33,6	31,3	6,85	0,89	0,86	3,37
60	2924	2914	0,34	27,7	27,1	2,17	45,5	44,9	1,32	0,922	0,918	0,43
80	2890	2876	0,48	36,4	35,9	1,37	61,7	61,3	0,65	0,938	0,945	-0,75
100	2858	2838	0,70	45,0	44,6	0,89	76,8	76,9	-0,13	0,945	0,954	-0,95
120	2831	2801	1,06	53,6	52,9	1,31	91,7	91,5	0,22	0,948	0,957	-0,95

### Результаты моделирования и стендовых испытаний

По результатам стендовых испытаний (Протокол испытаний № 19038-П-П от 29.08.2018 г. ООО «Алмаз») получены рабочие характеристики узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ» (рис. 4).

В табл. 3 приведено сравнение экспериментальных рабочих характеристик (данные – 1) с полученными на имитационной модели характеристиками (данные – 2). Исследование проводилось в установившемся режиме работы ПЭД при приложении статического момента ( $M_c$ ) на уровне 40; 60; 80; 100; 120 % от номинального момента.

В ходе верификации имитационной модели погружного асинхронного электродвигателя ПЭД-Я 63–117 М5В5 с внутрискважинным компенсатором реактивной мощности установлено, что модель адекватно воспроизводит электромеханические процессы реальных устройств. В номинальном режиме отклонение расчетных значений потребляемого тока от экспериментальных данных составляет 0,89 %, для потребляемой активной мощности минус 0,13 %. Максимальная относительная погрешность, соответствующая области малых нагрузок, составляет для тока 2,88 % и уменьшается с увеличением нагрузки до 0,89 %.

Таким образом, полученные отклонения меньше допустимых, принятых в инженерной практике, следовательно, разработанная имитационная модель адекватно отображает электромеханические процессы узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ».

В ходе анализа рабочих характеристик (рис. 4) зафиксировано повышение коэффициента мощности узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ» с 0,84 до 0,95 при приложении номинального момента 212 Н·м. Снижение потребляемого тока относительно номиналь-

ного тока погружного электродвигателя составило 13 %. Коэффициент полезного действия остался без изменения на уровне 0,84. Это связано с тем, что внутрискважинный компенсатор реактивной мощности не влияет существенно на электромеханические процессы в погружном электродвигателе.

По результатам стендовых испытаний все заявленные характеристики достигнуты и принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний.

### Выводы

1. Разработана имитационная модель погружного асинхронного электродвигателя с внутрискважинным компенсатором реактивной мощности. Расхождения между экспериментальными данными и данными, полученными на имитационной модели, менее 10 %, следовательно, имитационная модель адекватно отображает электромеханические процессы узла нагрузки «ПЭД-ВКРМ».
2. В ходе стендовых испытаний погружного асинхронного электродвигателя ПЭД-Я 63–117 М5В5 с внутрискважинным компенсатором реактивной мощности зафиксировано повышение коэффициента мощности с 0,84 до 0,95 при номинальной нагрузке и снижение тока на 13 %.
3. Целесообразно провести дальнейшие исследования устройств внутрискважинной компенсации реактивной мощности в реальной скважине с оценкой экономической эффективности их внедрения и оценкой режимов их работы.

Исследование выполнено в рамках гранта Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых (СП-1082.2019.1).

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 1860–2014 – IEEE Guide for voltage regulation and reactive power compensation at 1000 kV AC and above. DOI: 10.1109/IEEESTD.2014.6861419.
2. Bakshaeva N.S., Suvorova I.A., Cherepanov V.V. Voltage quality improving in power distribution networks with abruptly variable load by application of reactive power series compensation devices // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – St. Petersburg, Russia, 16–19 May 2017. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076281.
3. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 252 с.
4. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
5. Букреев В.Г., Шандарова Е.Б., Рулевский В.М. Нелинейная модель системы электропитания погружных объектов с учетом изменения длины кабель-троса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 114–123.
6. Reactive power compensation in motor / X. Zhou, Y. Ma, Z. Gao, S. Zhang // 2017 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA). – Takamatsu, Japan, 6–9 August 2017. DOI: 10.1109/ICMA.2017.8015831.
7. Matanov N., Dimitrova S. Operating modes optimization of the capacitor banks in electrical power systems // 2018 10<sup>th</sup> Electrical

- Engineering Faculty Conference (BULEF). – Sozopol, Bulgaria, 11–14 September 2018. DOI: 10.1109/BULEF.2018.8646938
8. Rekha S., Keshava Murthy V. Dynamic power factor regulation using thyristor switched capacitor for industrial loads // 2017 International Conference on Smart Technologies for Smart Nation (SmartTechCon). – Bangalore, India, 17–19 August 2017. DOI: 10.1109/SmartTechCon.2017.8358632.
9. Konovalov Y.V., Nurbosynov D.N. Optimization of power supply system reactive power compensation at the oil field electrical substation // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – St. Petersburg, Russia, 16–19 May 2017. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076228.
10. Miller T.J.E. Reactive power control in electric systems. – CIPA: Wiley-Interscience, 1989. – 381 p.
11. New method of reactive power compensation for oilfield distribution network / T. Wang, J. Zheng, S. Wang, C. Zhao, X. Shi, H. Chen // 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED). – Tianjin, China, 17–19 September 2018. DOI: 10.1109/CICED.2018.8592471.
12. Индивидуальная компенсация реактивной мощности электротехнического комплекса добывающей скважины с электроцентробежным насосом / Т.В. Табачникова, Р.И. Гарифуллин, Э.Д. Нурбосынов, А.В. Махт // Промышленная энергетика. – 2015. – № 2. – С. 44–46.
13. Влияние внутрискважинного компенсатора на падение напряжения в элементах электротехнического комплекса добывающей скважины / В.А. Копырин, О.В. Смирнов, А.В. Портнягин, Р.Н. Хамитов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 9. – С. 117–124.
14. Kopyrin V.A. The dynamics of the active power consumption by the production well with the use of a downhole compensator // IEEE Conference 2018 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines. – Omsk, Russia, 13–15 November 2018. DOI: 10.1109/Dynamics.2018.8601439.
15. Энергетические показатели электротехнического комплекса для добычи нефти при изменении частоты и напряжения источника питания / В.А. Копырин, О.В. Смирнов, А.Л. Портнягин, Р.Н. Хамитов // Промышленная энергетика. – 2019. – № 3. – С. 18–25.
16. Внутрискважинное компенсирующее устройство: пат. 189025 Рос. Федерация № 2018143555; заявл. 10.12.2018; опубл. 07.05.2019, Бюл. № 13. – 6 с.
17. Погружная насосная установка с повышенным коэффициентом мощности: пат. 159811 Рос. Федерация № 2015140165/03; заявл. 21.09.2015; опубл. 20.02.2016, Бюл. № 5. – 2 с.
18. Погружной электродвигатель с повышенным коэффициентом мощности: пат. 2485660 Рос. Федерация № 2011138868/07; заявл. 22.09.2011; опубл. 20.06.2013, Бюл. № 17. – 5 с.
19. Копылов И.П. Математическое моделирование электрических машин. – М.: Высшая школа, 1994. – 318 с.
20. Kopyrin V.A., Smirnov O.V., Deneko M.V. Simulation modeling of the submersible asynchronous motor's operation modes // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – Vladivostok, Russia, 3–7 October 2018. DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602539.
21. Боловин Е.В., Глазырин А.С. Метод идентификации параметров погружных асинхронных электродвигателей установок электроприводных центробежных насосов для добычи нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 123–131.
22. Определение эксплуатационных параметров погружных асинхронных электродвигателей по идентификационным параметрам Т-образной схемы замещения / В.З. Ковалев, Р.Н. Хамитов, Е.М. Кузнецов, В.В. Аникин, В.О. Бессонов // Омский научный вестник. – 2018. – № 6 (162). – С. 36–40.
23. Tkachuk R.Yu., Glazyrin A.S., Polichshuk V.I. Induction motor drive's parameters identification using genetic algorithms // 2012 7<sup>th</sup> International Forum on Strategic Technology (IFOST). – Tomsk, Russia, 18–21 September 2012. DOI: 10.1109/IFOST.2012.6357819.
24. Чернышев А.Ю., Чернышев И.А. Определение параметров схемы замещения асинхронного двигателя по каталожным данным // Электромеханические преобразователи энергии: Материалы международной научно-технической конференции. – Томск: ТПУ, 2007. – С. 269–272.

Поступила 15.10.2019 г.

#### Информация об авторах

**Копырин В.А.**, ассистент кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

**Портнягин А.Л.**, кандидат технических наук, директор Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета.

**Хамитов Р.Н.**, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры электрической техники Омского государственного технического университета; профессор кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

UDC 621.31

## WAYS TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP UNITS FOR OIL PRODUCTION

Vladimir A. Kopyrin<sup>1</sup>,  
kopyrinva@gmail.com

Aleksey L. Portnyagin<sup>1</sup>,  
pal1979@mail.ru

Rustam N. Khamitov<sup>2,1</sup>,  
apple\_27@mail.ru

<sup>1</sup> Industrial University of Tyumen,  
38, Volodarsky Street, Tyumen, 625000, Russia.

<sup>2</sup> Omsk State Technical University,  
11, Mira avenue, Omsk, 644050, Russia.

**The relevance** of the research is conditioned by the need to verify the data of «submersible motor – downhole compensator» node obtained on the simulation model with the results of bench tests. The downhole compensation of reactive power is a relatively new technology to improve the energy efficiency of oil production facilities compared to the existing methods. Due to the technical features of placement of reactive power compensators in the production string of an oil well, in some cases, it is not economically feasible to study the installation of an electric centrifugal pump with a downhole compensator to determine the optimal parameters of the installation at the real site. Therefore, the development of an adequate simulation model of the «submersible electric motor – downhole compensator» node is an important task, which allows solving the problems of construction, operation and modernization of electric submersible pumps at minimum material costs.

**The aim** of the research is to study the downhole reactive power compensator in a Matlab Simulink software environment and experimental studies of an submersible asynchronous electric motor with an downhole compensator on a laboratory bench.

**Object:** a submersible asynchronous electric motor with an intra-well reactive power compensator.

**Methods.** SimPowerSystem library blocks of MATLAB Simulink software complex were used for development of the imitation model of submersible asynchronous electric motor. To check the adequacy of the simulation model, a submersible asynchronous electric motor and a prototype of an intra-well reactive power compensator were manufactured. Bench tests were carried out at the plant of Almaz LLC, which has licensed laboratories and certified specialists.

**Result.** Simulation model of the load node «SEM-DRPC» (submersible electric motor-wellbore reactive power compensators) was developed to simulate electromechanical processes of the node. A prototype of an intra-well reactive power compensator was developed. Based on the results of bench tests of a submersible asynchronous electric motor with intra-well compensator, the operating characteristics were obtained. Verification of the data obtained on the simulation model with the results of the experiment is carried out. It is established that the developed simulation model of the load node «SEM-DRPC» adequately reflects the electromechanical processes of the node. Discrepancies between the calculated and the experimental data were less than 10 %. Prospects of experimental-industrial tests of the submersible asynchronous electric motor with intra-well reactive power compensator are determined.

### Key words:

Downhole compensator, simulation model, submersible electric motor, reactive power, bench tests.

*The study was carried out as part of a grant from the President of the Russian Federation for state support of young Russian scientists (SP-1082.2019.1).*

### REFERENCES

- 1860–2014 – IEEE Guide for Voltage Regulation and Reactive Power Compensation at 1000 kV AC and Above. DOI: 10.1109/IEEESTD.2014.6861419.
- Bakshaeva N.S., Suvorova I.A., Cherepanov V.V. Voltage quality improving in power distribution networks with abruptly variable load by application of reactive power series compensation devices. 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). St. Petersburg, Russia, 16–19 May 2017. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076281.
- Zhezhenlenko I.V., Saenko Yu.L. Pokazateli kachestva elektroenergii i ikh control na promyshlennykh predpriyatiyakh [Indicators of power quality and their control in industrial enterprises]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 2000. 252 p.
- Zhelezko Yu.S. Poteri elektroenergii. Reaktivnaya moshchnost. Kachestvo elektroenergii: rukovodstvo dlya prakticheskikh raschetov [Loss of electricity. Reactive power. Quality of electricity: A guide for practical calculations]. Moscow, ENAS Publ., 2009. 456 p.
- Bukreev V.G., Shandarova E.B., Rulevskiy V.M. Nonlinear power supply model of submersible objects based on change in the cable-rope length. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2018, vol. 329, no. 11, pp. 114–123. In Rus.
- Zhou X., Ma Y., Gao Z., Zhang S. Reactive power compensation in motor. 2017 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA). Takamatsu, Japan, 6–9 August 2017. DOI: 10.1109/ICMA.2017.8015831.
- Matanov N., Dimitrova S. Operating modes optimization of the capacitor banks in electrical power systems. 2018 10<sup>th</sup> Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF). Sozopol, Bulgaria, 11–14 September 2018. DOI: 10.1109/BULEF.2018.8646938

8. Rekha S., Keshava Murthy V. Dynamic power factor regulation using thyristor switched capacitor for industrial loads. *2017 International Conference on Smart Technologies for Smart Nation (SmartTechCon)*. Bangalore, India, 17–19 August 2017. DOI: 10.1109/SmartTechCon.2017.8358632.
9. Konovalov Y.V., Nurbosynov D.N. Optimization of power supply system reactive power compensation at the oil field electrical substation. *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. St. Petersburg, Russia, 16–19 May 2017. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076228.
10. Miller T.J.E. Reactive Power Control in Electric Systems. USA, Wiley-Interscience, 1989. 381 p.
11. Wang T., Zheng J., Wang S., Zhao C., Shi X., Chen H. New Method of Reactive Power Compensation for Oilfield Distribution Network. *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. Tianjin, China, 17–19 September 2018. DOI: 10.1109/CICED.2018.8592471.
12. Tabachnikova T.V., Garifullin R.I., Nurbosynov E.D., Makht A.V. Individual compensation of the reactive power of the electrical complex of a producing well with an electric centrifugal pump. *Prom energy*, 2015, no. 2, pp. 44–46. In Rus.
13. Kopyrin V.A., Smirnov O.V., Portnyagin A.V., Khamitov R.N. The influence of the downhole compensator on the voltage drop in the elements of the production well's electrical system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 9, pp. 117–124. In Rus.
14. Kopyrin V.A. The dynamics of the active power consumption by the production well with the use of a downhole compensator. *IEEE Conference 2018 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines*. Omsk, Russia, 13–15 November 2018. DOI: 10.1109/Dynamics.2018.8601439.
15. Kopyrin V.A., Smirnov O.V., Portnyagin A.V., Khamitov R.N. Energy indices of the electrical engineering complex for oil production when changing the frequency and voltage of the power source. *Prom energy*, 2019, no. 3, pp. 18–25. In Rus.
16. Kopyrin V.A., Bucher Y.E., Portnyagin A.V. *Vnutriskvazhinnoe kompensiruyushchee ustroystvo* [Downhole compensating device]. Patent RF, no. 189025, 2018.
17. Kopyrin V.A., Smirnov O.V., Portnyagin A.V. *Pogruzhnaya nasosnaya ustanovka s povyshennym koefitsiyentom moshchnosti* [The submersible pump unit with high power factor]. Patent RF, no. 159811, 2016.
18. Ibragimov N.G., Zabbarov R.G., Fatkullin I.D., Garifullin R.I., Grabovetsky D.S. *Pogruzhnoy elektrodvigatel s povyshennym koefitsiyentom moshchnosti* [Submersible motor with a high power factor]. Patent RF, no. 2485660, 2013.
19. Kopylov I.P. *Matematicheskoe modelirovanie elektricheskikh mashin* [Mathematical modeling of electrical machines]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1994. 318 p.
20. Kopyrin V.A., Smirnov O.V., Deneko M.V. Simulation modeling of the submersible asynchronous motor's operation modes. *2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*. Vladivostok, Russia, 3–7 October 2018. DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602539.
21. Bolovin E.V., Glazyrin A.S. Method for identifying parameters of submersible induction motors of electrical submersible pump units for oil production. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 1, pp. 123–131. In Rus.
22. Kovalev V.Z., Khamitov R.N., Kuznetsov E.M., Anikin V.V., Bessonov V.O. Equation schemes for determining the parameters of the T-shaped scheme. *Omskiy nauchny vestnik*, 2018, no. 6, pp. 36–40. In Rus.
23. Tkachuk R.Yu., Glazyrin A.S., Polichshuk V.I. Induction motor drive's parameters identification using genetic algorithms. *2012 7<sup>th</sup> International Forum on Strategic Technology (IFOST)*. Tomsk, Russia, 18–21 September 2012. DOI: 10.1109/IFOST.2012.6357819.
24. Chernyshev A.Yu., Chernyshev I.A. *Opreделение parametrov skhemy zameshcheniya asinkhronnogo dvigatelya po katalognym dannym* [Determination of parameters for replacement of an asynchronous motor using catalog data]. *Elektromekhanicheskie preobrazovateli energii. Materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Electromechanical energy converters. Materials of the International Scientific and Technical Conference]. Tomsk, TPU Publ. house, 2007. pp. 269–272.

Received: 15 October 2019.

#### Information about the authors

**Vladimir A. Kopyrin**, assistant, Industrial University of Tyumen.

**Aleksey L. Portnyagin**, Cand. Sc., director of the geology and gas-oil production institute of Industrial University of Tyumen.

**Rustam N. Khamitov**, Dr. Sc., assistant professor, Omsk State Technical University; professor, Industrial University of Tyumen.

УДК 620.22:620.193:620.9.002

## ПРОБЛЕМЫ КОРРОЗИИ И ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РАЗРУШЕНИЯ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИЯ

**Заворин Александр Сергеевич<sup>1</sup>,**  
zavorin@tpu.ru

**Любимова Людмила Леонидовна<sup>1</sup>,**  
lll@tpu.ru

**Буваков Константин Владимирович<sup>1</sup>,**  
buvakov@tpu.ru

**Шмитов Денис Максимович<sup>1</sup>,**  
dms4@tpu.ru

**Артамонцев Александр Иванович<sup>1</sup>,**  
a\_art@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью увеличения ресурса тепломеханического оборудования вследствие снижения потерь металла от коррозионных повреждений. Продление ресурса и диагностирование состояния конструкционных материалов энергетического оборудования обусловлено нарастанием степени его износа на действующих электростанциях. В связи с этим требуется тщательный анализ существующих механизмов образования и разрушения оксидных пленок, образования микротрещин, эволюции микротрещин с последующим развитием макротрещин и структурных факторов, влияющих на эти механизмы. Это будет способствовать подготовке к переходу на качественно более информативный масштабный уровень исследований – наноразмерный и даже атомный, без чего невозможно кардинально решать задачи сбережения материалов, используемых для изготовления элементов энергетического оборудования, эксплуатируемых в условиях высоких температур и давления среды.

**Цель:** анализ состояния проблемы в направлении надежного выявления признаков предкоррозионного разрушения, а также установления механизмов последующей коррозии поверхностей нагрева парогенераторов и других теплообменных установок для получения объективных сведений о коррозионной стойкости и жаропрочности сталей для изделий энергетического машиностроения, а также с целью создания информационной базы для обоснования задач и методологии исследований в этом направлении.

**Результаты исследования состояния проблемы.** Установлены определяющие механизмы коррозионного разрушения под действием эксплуатационных факторов. Углубление понимания закономерностей действия этих факторов требует получения результатов наблюдения не только в статичном состоянии объекта исследований, но и в динамике их изменения.

### **Ключевые слова:**

Сталь, коррозионное растрескивание под напряжением, межкристаллитная коррозия, пассивирующие пленки, размер зерна, внутренние напряжения, микроструктура.

### **Введение**

Коррозия – это явление деградации металлического материала в результате химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Большинство металлов (и, следовательно, сплавов) являются реактивными в своих функциональных средах. Кроме того, коррозия принимает различные формы, поскольку металлы и сплавы различных типов подвергаются воздействию самых разнообразных агрессивных сред. Несмотря на это, понимание многофункционального процесса коррозии значительно продвинуто благодаря постоянно растущему количеству исследований, проводимых для изучения явлений коррозии и их распространения, а также для тестирования и проверки различных средств для уменьшения коррозии и разработки защиты от коррозии [1–3].

Отрасль науки, изучающая этот процесс, включает: физику поверхности; электрохимию; физическую, неорганическую и аналитическую химию; физику; материаловедение; металлургию; и, наконец, собственную теорию, которая включает в себя как моделирование, так и симуляцию. Главные реакции, которые способствуют водной коррозии, являются электрохимическими по природе и по этой причине могут быть разложены на анодное растворение металла и соответствующие катодные реакции выделения водорода и восстановления кислорода. Факторы, которые могут влиять на эти реакции и таким образом на общий процесс коррозии, включают структуру и состав объемной твердой фазы, а также состав электролита и изменения, которые эти системы претерпевают в процессе коррозии [1–3].

В данной работе на основе обзоров публикаций научных работ представлены данные о существующих механизмах образования и разрушения оксидных пленок, образования микротрещин, эволюции микротрещин с образованием макротрещин с точки зрения изменения микроструктуры сталей и структурных факторов, влияющих на эти механизмы.

#### Механизмы разрушения пассивности

Пассивность является результатом наличия оксидной пленки на поверхности сталей. Оксидная пленка либо термодинамически стабильна, либо очень медленно растворяется, что в том и в другом случае защищает металл от коррозии. Большинство пассивирующих металл пленок являются кристаллическими, самовосстанавливающимися и могут реформироваться при локальном разложении или удалении в результате разрушения. Самовосстановление ухудшается в присутствии агрессивных анионов, что способствует иницированию локальной коррозии [4]. Потеря пассивности, приводящая к локальной коррозии или точечной коррозии в пассивных металлах, является результатом механизмов: проникновения, предполагающего перенос анионов через оксидную пленку на поверхность металла, и разрушения пленки, сопровождающегося разрывами, которые обеспечивают прямой доступ анионов к незащищенной металлической поверхности; механизма подавления заживления, который включает непрерывные события разрушения и восстановления пассивной пленки; механизма адсорбции агрессивных анионов на поверхности оксида, что усиливает каталитическую передачу катионов металлов из оксида в электролит. Последний эффект приводит к истончению пассивного слоя с возможным окончательным полным удалением и началом интенсивного локального растворения [1, 2, 5].

На основе работ [4–17], выполненных методами рентгеновской дифракции, сканирующей микроскопии, рентгеновской фотоэлектронной спектроскопии, наблюдаются следующие общие признаки. Продукты коррозии в аустенитных сталях состоят из пористого внешнего и плотного внутреннего оксидного слоя. Внешний пористый оксидный слой состоит в основном из железоникелевых оксидов  $Me_3O_4$  и образуется путем диффузии ионов железа к поверхности раздела сталь/среда, диффузия может проходить как по зернам, так и через границы зерен, однако границы зерен имеют большую диффузионную способность. Внутренний слой образуется за счет окисления ионов хрома и действует как защитный барьер против дальнейшей диффузии ионов железа наружу, а также внутренней диффузии ионов кислорода. Истощение Cr и Fe, сопровождаемое обогащением Ni, объясняется диффузионной миграцией границ зерен в результате накоплений вакансий и дислокаций [18]. Миграция границ зерен происходила, когда растворенные элементы (такие как Cr и Fe) были

избирательно окислены. В работе [19] отмечается, что ускоренное межзеренное окисление является результатом истощения Cr в зоне диффузионной миграции зерен. Как только трещина распространяется в зону, обедненную Cr, трудно образовать непрерывный и компактный оксид, обогащенный Cr, и окисление распространяется впереди кончиков трещины. В работе [20] авторы также отмечают, что пористый внешний слой растет посредством механизма растворения металла и осаждения оксидов. Одновременно Fe и Ni могут селективно растворяться на активных участках. При увеличении концентрации растворенных ионов металлов катионы металлов могут объединяться с анионами с образованием оксидов или гидроксидов и осаждаться на поверхности металла. Cr сохраняется и обогащается во внутреннем слое ввиду наименьшей скорости диффузии. Окисление границ зерен сопровождается снижением предела прочности и текучести, что в сочетании с приложенными растягивающими напряжениями становится причиной локального растрескивания оксидной пленки и дальнейшей межкристаллитной коррозии. В работе [19] авторы предполагают, что, поскольку оксид внешней поверхности непосредственно подвергался воздействию воды, потенциал коррозии в этой области выше, чем на границах зерен под поверхностной оксидной пленкой. Более высокий коррозионный потенциал может окислить часть металлических Fe и Ni и образовать компактную шпинель Cr-Fe-Ni. В то время как более низкий коррозионный потенциал на границах зерен под поверхностной оксидной пленкой мог только селективно окислять Cr, а металлические Fe и Ni были вытеснены в окружающие зерна, прилегающие к границам. Селективное окисление Cr может привести к разделению осадков оксида Cr и металлических Fe и Ni, что приведет к появлению вакансий или пор. Следовательно, нанопоры, вызванные селективным окислением, могут объяснить, почему пористость межзеренного оксида выше, чем у оксида внешней поверхности.

В работе [21] отмечается, что на морфологию внутреннего оксидного слоя оказала большое влияние предварительная обработка поверхности. В обработанных образцах слой оксида был толстым и пористым, как и толщина ультрамелкозернистого деформационного слоя. Более быстрое окисление происходило на обработанных поверхностях и приводило к образованию высокопористого, менее защитного слоя оксида. На образцах без деформации (электрополированных) оксидный слой был более компактным, что предполагает более низкую скорость переноса массы и более низкую скорость коррозии.

В работе [22] было выполнено исследование коррозионного поведения стали 16Cr-3Al в воде сверхкритических параметров в течении различного времени. Полученные оксидные пленки характеризовали методами рентгеновской дифракции, рентгеновской фотоэлектронной спектроско-

пии, сканирующей, просвечивающей электронной микроскопии. Анализ поверхностных оксидов показал, что содержание оксидов, богатых Cr, растет с увеличением времени выдержки в воде. На поверхности образца формировался внешний слой  $(Cr, Fe)_2O_3$  и внутренний слой  $Al_2O_3$ . На ранних этапах коррозии скорость образования слоя оксида алюминия была выше, что объяснялось меньшей энергией Гиббса образования. При образовании непрерывного слоя  $Al_2O_3$  рост оксида определялся диффузией. Поскольку содержание Fe и Cr выше, внешний слой стал расти быстрее, чем внутренний. С образованием компактного слоя оксида алюминия диффузия ионов железа и хрома значительно ограничивается.

В работе [23] авторы описали механизм поверхностного окисления нержавеющей стали 316L в воде при температуре 340 °C. Как только образец подвергается воздействию воды, происходит окисление вдоль каналов быстрой диффузии (возможно, дислокационных каналов), вводимых путем предшествующей механической обработки стали. Cr сначала окисляется внутренней диффузией O, а Fe диффундирует из-за его более высокой скорости диффузии. Поскольку Ni имеет меньшую скорость диффузии, чем Cr и Fe, он «вытесняется» из оксида в соседнюю матрицу (занимая вакансии, оставленные Fe и Cr). Богатые железом частицы оксида, которые могут включать катионы из окружающей среды, начинают осаждаться на внешней поверхности. Размер частиц оксида внешней поверхности увеличивается со временем воздействия, и окисление поверхности развивается в более глубокую область, образуя сплошной внутренний оксидный слой, богатый Cr. Внутренний оксидный слой не предотвращает полностью окисление, очевидно, из-за образования проникающего окислительного слоя перед внутренним оксидным слоем. Часть Ni во внутреннем оксидном слое, обогащенном Cr, «вытесняется» в проникающий окислительный слой, что приводит к локальному обогащению. Большинство Fe и Ni во внутреннем слое, обогащенном Cr, диффундируют в окружающую среду и затем осаждаются на поверхности, образуя частицы внешнего оксида. С увеличением толщины внутреннего оксидного слоя диффузия металлических элементов наружу замедляется. После достаточно длительного воздействия растворение Cr из внутреннего оксидного слоя в окружающую среду приводит к истощению Cr верхней части, которая в конечном итоге становится аморфной. Этот новый слой нестабилен и начинает растворяться в воде с высокой температурой. В какой-то момент он теряет свою защитную природу, и окисление начинает распространяться глубже в матрицу.

Анодное растворение материалов играет центральную роль в процессе коррозии, так как является прямой причиной разрушения материала [2, 3]. Механизм растворения включает поверхностную адсорбцию воды и последующую диссоциацию, и реакцию с поверхностью железа. Анодное

растворение предполагает наличие промежуточных поверхностных связей между металлическим состоянием и частицами раствора. В работе [1] на основе исследований на чистых металлах с использованием методов, применяемых для моделирования поверхностей раздела «твердое тело–жидкость» и в сочетании с теоретическими подходами, основанными на атомистическом моделировании, отмечается, что главную роль на поверхности играют недостаточно скоординированные атомные сайты, в результате чего активное растворение протекает в виде последовательного потока с поверхностной атомной структурой. Слои сильно адсорбированных анионов не изменяют этот механизм. В присутствии пассивирующих оксидов механизм растворения становится предпочтительным в неупорядоченных местах защитного слоя, в результате происходит нанопитирование. Основным защитным эффектом поверхностных слоев является подавление поверхностной диффузии.

Пассивные пленки на нержавеющих сталях, в большинстве случаев поликристаллические и текстурированные с наноразмерными зернами. Зерна обнажают ограниченную поверхность, потому что оксидная решетка растет в наклоненной эпитаксии на металлической решетке [1]. На нержавеющей стали обогащение Cr пассивных пленок может быть неоднородным, влияя на локальное сопротивление локальному инициированию коррозии. Границы зерен в пассивных пленках оксида на металлах являются дефектными участками, где пассивные пленки разрушаются и начинается локальная коррозия. Поверхность оксидов разрушается по механизму растворения–осаждения для внешних железоникелевых слоев  $Me_3O_4$  (Me обозначает железо или никель) и механизму диффузии-окисления для внутреннего  $Cr_2O_3$  или CrO или NiO. Механизм растворения включает электрохимическое селективное растворение атомов металла с образованием ионов железа и никеля [24], что соответствует электрохимической природе коррозии. Селективное растворение может быть связано с появлением пористых участков на внешнем оксидном слое, что снижает коррозионную стойкость. Механизм диффузии-окисления сопровождается образованием оксида Cr и Ni в результате диффузии окислителя через пассивную пленку и окислением на поверхности металла в области границ зерен. Растрескивание хрупких оксидов происходит под воздействием растягивающих деформаций в результате образования дислокаций вокруг оксидов [25–28], таким образом происходит диффузионная миграция границ зерен. Обогащение Cr пассивной пленки может быть неоднородным на наноразмерном уровне и варьироваться в зависимости от оксидных нанозерен, составляющих барьерный слой пассивной пленки [4]. Следовательно, механизмы, с помощью которых Cr расходуется в самых верхних слоях сплава при начальном окислении и впоследствии при электрохимической пассивации, являются ключевыми факто-

рами для разрушения пассивности и самовосстановления, а также для инициирования локальной коррозии и требуют дальнейшего изучения с помощью спектроскопических, микроскопических и рентгеновских методов.

#### Механизмы и структурные аспекты коррозии

Существует много механизмов коррозии, разделение начинается с общей и локальной коррозии. Наиболее опасной является локальная коррозия, которая происходит в форме растрескивания под напряжением (КРН), точечной коррозии, гальванической коррозии, щелевой коррозии, а также межкристаллитной и расслоенной коррозии [29]. Локальная коррозия происходит в результате нарушения пассивности агрессивными веществами (например, ионами хлора). В настоящее время требуется многомасштабное (от микрометра до нанометра) понимание механизмов коррозионного растрескивания под напряжением, таких как модель разрушения оксидной пленки, водородных механизмов, механизмов внутреннего окисления, межзеренной коррозии, миграции границ зерен [13].

#### Коррозионное растрескивание под напряжением

Коррозионное растрескивание под напряжением понимается как разрушение металла при воздействии растягивающих напряжений и агрессивной среды. На сегодняшний день был предложен ряд механизмов для объяснения поведения КРН, включая механизм разрыва пленки, механизм водородного охрупчивания, механизм формирования полости и механизм межзеренного селективного окисления [19].

Согласно механизму межзеренного селективного окисления, основное предположение состоит в том, что границы зерен предпочтительно окисляются после воздействия воды, становясь хрупкими и, следовательно, подверженными растрескиванию. Хрупкие механические свойства границ окисленных зерен при внешней нагрузке были экспериментально обнаружены многими исследователями [26, 30, 31] с помощью микромеханических испытаний.

Эволюция границы зерен, часто в условиях напряжений и диффузии, усиленной коррозией, путем перемещения на короткие расстояния через кристалл и одновременного роста одного зерна за счет другого, называется миграцией границ зерен. Это явление, возможно, усиливается вблизи дислокаций или деформаций решетки [13].

Остаточные напряжения являются одним из наиболее важных факторов, способствующих КРН. В работе [32] сообщили, что совместное влияние тяжелой пластической деформации и остаточных напряжений, возникших вследствие механической обработки, снижало сопротивление хлористому КРН в аустенитной нержавеющей стали, даже в отсутствие каких-либо внешних воздействующих нагрузок. Данное исследование также показало, что микротрещины инициировались в зоне

растягивающего напряжения и были остановлены в зоне сжимающего напряжения.

В работах [19, 29, 33, 34] было изучено влияние механической обработки нержавеющей стали на инициирование КРН при различных уровнях остаточных напряжений. Общей особенностью микротрещин является то, что направление растрескивания перпендикулярно направлению обработки (на вертикальном фрезерном станке). Объясняется это возникшим в результате высоким уровнем растягивающих напряжений. Рост уровня напряжения приводил к повышению плотности и скорости инициирования микротрещин. Образование микротрещин становилось значительным при достижении критического значения напряжений, для нержавеющей аустенитной стали 316 оно составило 190 МПа [33]. В работах [29, 34] отмечается, что операция полировки улучшила сопротивление КРН, благодаря синергии трех факторов: сжимающих напряжений, минимальной пластической деформации и улучшенной шероховатости поверхности. В работе [19] методом сканирующей электронной микроскопии высокого разрешения в результате полировки в сплаве 600 был обнаружен тонкий слой зоны деформации (200–700 нм), состоящий из наноразмерных рекристаллизованных зерен. Границы зерен преимущественно состояли из пористых карбидов. Межзеренное окисление протекало по вновь образованным границам и прекращалось на границе раздела «деформационный слой–металл». Как только микротрещины в деформационном слое пересекали границы зерен окисленной матрицы, они распространялись вдоль этих границ зерен и образовывали новые макротрещины. Распространение трещины вдоль границ зерен матрицы можно объяснить механизмом межзеренного селективного окисления. В работе [35] отмечается, что механическая обработка, как и шлифование, увеличивали стойкость к инициации КРН, частичное удаление выступов меток обработки снижает остаточное напряжение, вызванное обработкой. Однако это уменьшило сопротивление инициированию КРН, следовательно, роль микроструктуры является определяющей на ранних стадиях зарождения трещины [21]. В работе [36] авторы утверждают, что коррозия может быть механизмом, управляемым напряжением, то есть локальная точечная коррозия ускоряется гетерогенными напряжениями, формирующимися относительно микроструктурных особенностей.

В работе [37] сообщается, что трещины имеют тенденцию образовываться из предшествующей коррозионной ямы, трещины развиваются преимущественно в плечевой части ямы для образцов, напряженных до 50–90 %  $\sigma_{0.2}$ , вблизи границы раздела «яма–поверхность». Трехмерные топографические изображения, характеризующие ранние стадии развития трещин, позволяют предположить, что трещины, образовавшиеся на стенках ямы, могут расти вокруг ямы и образовывать целую сквозную трещину. Слияние трещин из одной

и той же ямы, вероятно, будет ключевым фактором в развитии трещин в процессе эксплуатации.

Тем не менее, большинство из этих исследований были сосредоточены на стадии распространения трещины, а не на инициации, из-за сложности доступа к микротрещинам на ранней стадии инициации и, следовательно, связь между механистическим пониманием и предсказанием КРН все еще отсутствует.

#### Межкристаллитная и точечная коррозия

Межкристаллитная коррозия (МКК) является формой локальной коррозии для металлов и сплавов в активном состоянии, то есть когда не образуются пассивирующие пленки или образуются пленки с малозащитным действием в зависимости от условий окружающей среды. Межкристаллитная коррозия также происходит в присутствии хорошо пассивирующей оксидной пленки, например, при коррозионном растрескивании под межзеренным напряжением [4].

Точечная коррозия является предшественником коррозионного растрескивания под напряжением, поскольку она обеспечивает требуемую комбинацию агрессивного локального химического состава раствора и функции концентрации напряжений. Микроструктура, как и форма развивающейся ямы, будут непосредственно влиять на локальные значения концентрации напряжений, что приведет к возникновению трещин. Большинство исследований точечной коррозии рассматривали это явление с электрохимической и композиционной точек зрения в макромасштабе и не учитывали микроструктуру и изменения формы развивающейся ямы с течением времени. Исследования методами сканирующей электронной микроскопии, сканирующего вибрирующего электрода, зондовой микроскопии Кельвина и рентгеновской компьютерной микроскопии показали, что возникновение точечной коррозии сильно зависит от микроструктурных особенностей на корродирующей поверхности. Ими могут быть, например, включения, частицы второй фазы, агрегированные в растворе границы зерен, формы зерен, кристаллографические ориентации, дефекты, механические повреждения и плотность дислокаций [38].

Морфология и распределение карбидов в границах зерен считаются важными факторами, влияющими на область обеднения хрома и, следовательно, стойкость к МКК. Показано, что межзеренная коррозия, наблюдаемая в результате проникновения под поверхность зернограничной микроструктуры, тесно связана с кристаллографическим характером и энергией границ зерен [39–46].

Структура границ зерен может быть частично описана моделью решетки совпадающих узлов ( $\Sigma n$ , где  $n$  – число атомов в одной ячейке). Исследования углов разориентировки в сталях показывают, что восприимчивость к коррозии может зависеть от распределения ориентации зерен на межзеренных границах, поскольку энергия границ зерен

определяется структурой границ. Низкоугловые границы зерен, имеющие угол разориентации ( $<15^\circ$ ), считаются устойчивыми к межкристаллитной коррозии из-за их меньшей энергии по сравнению с высокоугловыми границами зерен [4, 47]. В работе [48] авторы характеризуют низкоугловые границы как массивы краевых дислокаций, а высокоугловые – как имеющие одну или несколько повторяющихся многогранных структурных единиц. В работе [13] отмечается, что увеличение наклона границы зерна приводит к наибольшему нормальному напряжению на границе зерна, что делает его более подверженным растрескиванию.

Многие исследователи показали, что определенные кристаллографические ориентации, такие как  $\Sigma 3$ ,  $\Sigma 3n$ , способствовали повышению устойчивости к МКК [4, 39, 46, 49]. Такие границы называют специальными. В работе [50] исследование микроструктуры стали после старения показало осаждение карбидов вдоль границ зерен. Карбиды снизили микротвердость, пластичность и предел текучести и как следствие повышение потери массы от коррозии. В работе [51] была исследована микроструктура отожженного в вакууме никелевого нанокристаллического покрытия. В металлах и сплавах на основе железа с гранецентрированной кубической решеткой в процессе отжига образуются двойники отжига. Двойники имеют когерентные двойниковые границы, которые представляют собой высокоугловые специальные границы. Результаты исследования показали, что плотность двойников и размер зерна важны для коррозионной стойкости материалов, но влияние плотности двойников превосходит влияние размера зерен.

Сведения о влиянии размеров зерна на коррозионное поведение противоречивы. В работе [52] исследовано коррозионное поведение магниевых сплавов с крупно- и мелкозернистой структурой. Мелкозернистая показала высшую микротвердость и коррозионную стойкость. С увеличением площади границ зерен посредством измельчения зерен несоответствие между пассивирующей пленкой и металлической матрицей (несоответствие параметров решеток пленки и подложки) было уменьшено, и, таким образом, усилие межфазного сцепления было увеличено. В работе [6] было обнаружено, что ниже критического среднего размера зерна более высокая доля границ зерен вызывает образование защитного слоя оксида хрома. Оксидный слой был достаточно толстым и непрерывным, чтобы уменьшить скорость диффузии ионов железа и ионов кислорода, и в результате скорость окисления резко снизилась. Однако в работе [53] отмечается более низкая коррозионная стойкость мелкозернистой структуры. Это может быть связано с тем, что мелкозернистая микроструктура имеет более высокую химическую активность и более отрицательные потенциалы разряда, чем крупнозернистая. Плотность границ зерен увеличивается с измельчением зерна, что приводит к более высоким скоростям растворения и диффузии для атомов.

В работе [54] исследовано коррозионное поведение аморфных покрытий на основе железа с различной геометрией, которые давали различный уровень остаточных напряжений. Покрытия, которые имели высокое остаточное напряжение при растяжении, демонстрировали более высокую плотность пассивного тока (определяется ионной проводимостью), чем те, которые имели низкое остаточное напряжение при растяжении. Вредный эффект остаточного напряжения усиливался при более высоких температурах и кислотности среды. Предполагается, что растягивающие остаточные напряжения ускоряют локализованную коррозионную восприимчивость покрытий вблизи пор, образуя микротрещины и способствуя быстрой диффузии для ионов. Пассивирующая пленка покрытия с наибольшим остаточным напряжением сформировалась с высокой плотностью доноров, что также может быть причиной более низкой локальной коррозионной стойкости.

Ориентация зерна может оказывать значительное влияние на поведение сегрегаций легирующих элементов и как следствие на коррозионную стойкость сталей [38]. В работах [38, 55] показано, что наиболее чувствительной поверхностью к точечной коррозии являются плоскости, ориентированные вблизи (001), тогда как плоскости (111) и (110) с более высокой атомной плотностью имеют более высокую стойкость к точечной коррозии. В работе [56], посвященной исследованию эффекта кристаллографической ориентации для листов ферритной стали, отмечается, что наиболее сильная коррозия происходит на поверхности листа, где кристаллические плоскости (111) большинства зерен феррита параллельны поверхности листа. Кристаллографическая ориентация влияет на скорость появления и распространения ям коррозии. Характеристики плотной упаковки кристаллических плоскостей, плотности дефектов в микромасштабах и изменения скорости реакции были описаны как возможные причины такого поведения; однако точные корреляции остаются неоднозначными. Эта неоднозначность может быть в первую очередь связана с трудностями, связанными с регистрацией сложных экспериментальных наблюдений.

Межкристаллитное растрескивание может быть результатом снижения предела текучести областей границ зерен, которые были окислены или корродированы, или снижения предела прочности на разрыв или сдвига и когезионной энергии областей границ зерен [49]. Более низкое сопротивление точечной коррозии будет иметь место для кристаллографических плоскостей с меньшей плотностью упаковки атомов. Низкоугловые границы, а также «специальные» высокоугловые границы способствуют повышению сопротивления коррозии.

#### Заключение

На основе обзора публикаций научных работ были систематизированы данные о физико-меха-

нических основах образования и разрушения оксидных пленок, образования микротрещин, эволюции микротрещин с образованием макротрещин с точки зрения изменения микроструктуры сталей и структурных факторов, влияющих на эти механизмы.

Пассивные пленки на нержавеющей стали в большинстве случаев поликристаллические и текстурированные наноразмерными зернами. Продукты коррозии состоят из пористого внешнего и плотного внутреннего оксидного слоя. Внешний пористый оксидный слой нержавеющей стали состоит в основном из железоникелевых оксидов, внутренний слой образуется за счет окисления ионов хрома и действует как защитный барьер против дальнейшей диффузии ионов железа наружу, а также внутренней диффузии ионов кислорода. Пористый внешний слой растет посредством механизма селективного растворения металла и осаждения оксидов. Cr сохраняется и обогащается во внутреннем слое ввиду наименьшей скорости диффузии. Межзеренные границы являются предпочтительными местами для протекания коррозии. Окисление границ зерен сопровождается снижением предела прочности и текучести, что в сочетании с приложенными растягивающими напряжениями становится причиной локального растрескивания оксидной пленки и дальнейшей межкристаллитной коррозии. Протекание межкристаллитной коррозии зависит от морфологии и распределения карбидов в границах зерен и тесно связано с кристаллографическим характером и энергией границ зерен. Отмечается, что низкоугловые границы, а также «специальные» высокоугловые границы способствуют сопротивлению коррозии. Влияние размеров зерна на коррозию неоднозначно: с одной стороны, отмечается, что мелкозернистая структура способствует образованию более плотного защитного слоя хрома, в то же время увеличение плотности границ зерен приводит к более высоким скоростям диффузии. Ориентация зерна может оказывать значительное влияние на коррозионную стойкость стали. Отмечается, что плоскости, ориентированные вблизи (111) и (110) с более высокой атомной плотностью, имеют более высокую стойкость к точечной коррозии, однако корреляции остаются неоднозначными в связи с трудностями, связанными с регистрацией сложных экспериментальных наблюдений. Микроструктура, как и форма развивающейся ямы, будет непосредственно влиять на локальные значения концентрации напряжений, что приведет к возникновению трещин. Напряжение не может использоваться в качестве критерия подверженности коррозии, однако коррозия может быть механизмом, управляемым напряжением, формирующимся относительно микроструктурных особенностей. Микротрещины инициируются в зоне растягивающего напряжения и останавливаются в зоне сжимающего напряжения. Перераспреде-

ние напряжения может быть связано с локальной релаксацией (образованием микротрещин), а также с миграцией границ зерен в результате селективного окисления. Таким образом, понимание процессов, происходящих на границах зерен, является важным фактором в повышении коррозионной стойкости материалов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ REFERENCES

1. Maurice V., Marcus P. Progress in corrosion science at atomic and nanometric scales. *Progress in Materials Science*, 2018, vol. 95, pp. 132–171.
2. Marcus P. *Corrosion mechanisms in theory and practice*. Boca Raton, CRC Press Publ., 2012. 905 p.
3. Taylor C.D., Marcus P. *Molecular modeling of corrosion processes: Scientific development and engineering applications*. Hoboken, John Wiley & Sons, Inc., 2015. 256 p.
4. Maurice V., Marcus P. Current developments of nanoscale insight into corrosion protection by passive oxide films. *Current opinion in solid state and materials science*, 2018, vol. 22, no. 4, pp. 156–167.
5. Soltis J. Passivity breakdown, pit initiation and propagation of pits in metallic materials – review. *Corrosion Science*, 2015, vol. 90, pp. 5–22.
6. Nezakat M., Akhiani H., Penttil S., Sabet S.M., Szpunar J. Effect of thermo-mechanical processing on oxidation of austenitic stainless steel 316L in supercritical water. *Corrosion Science*, 2015, vol. 94, pp. 197–206.
7. Han Y., Mei J., Peng Q., Han E.-H., Ke W. Effect of electropolishing on corrosion of Alloy 600 in high temperature water. *Corrosion Science*, 2015, vol. 98, pp. 72–80.
8. Lim Y.S., Kim H.P., Hwang S.S. Microstructural characterization on intergranular stress corrosion cracking of Alloy 600 in PWR primary water environment. *Journal of Nuclear Materials*, 2013, vol. 440, no. 1–3, pp. 46–54.
9. Huang F., Wang J., Han E.-H., Ke W. Microstructural characteristics of the oxide films formed on Alloy 690 TT in pure and primary water at 325 °C. *Corrosion Science*, 2013, vol. 76, pp. 52–59.
10. Wang W., Zhang Z., Ren X., Guan Y., Su Y. Corrosion product film-induced stress facilitates stress corrosion cracking. *Scientific Reports*, 2015, vol. 5, no. 1, pp. 10579.
11. Kruska K., Lozano-Perez S., Saxey D.W., Terachi T., Yamada T., Smith G.D.W. Nanoscale characterisation of grain boundary oxidation in cold-worked stainless steels. *Corrosion Science*, 2012, vol. 63, pp. 225–233.
12. Meisnar M., Moody M., Lozano-Perez S. Atom probe tomography of stress corrosion crack tips in SUS316 stainless steels. *Corrosion Science*, 2015, vol. 98, pp. 661–671.
13. Meisnar M., Vilalta-Clemente A., Gholinia A., Moody M., Wilkinson A.J., Huin N., Lozano-Perez S. Using transmission Kikuchi diffraction to study intergranular stress corrosion cracking in type 316 stainless steels. *Micron*, 2015, vol. 75, pp. 1–10.
14. Lim Y.S., Kim S.W., Hwang S.S., Kim H.P., Jang C. Intergranular oxidation of Ni-based Alloy 600 in a simulated PWR primary water environment. *Corrosion Science*, 2016, vol. 108, pp. 125–133.
15. Persaud S.Y., Korinek A., Huang J., Botton G.A., Newman R.C. Internal oxidation of Alloy 600 exposed to hydrogenated steam and the beneficial effects of thermal treatment. *Corrosion Science*, 2014, vol. 86, pp. 108–122.
16. Bertail G., Scenini F., Burke M.G. The intergranular oxidation susceptibility of thermally-treated Alloy 600. *Corrosion Science*, 2017, vol. 114, pp. 112–122.
17. Arioka K., Staehle R.W., Yamada T., Miyamoyo T., Terachi T. Degradation of Alloy 690 after relatively short times. *Corrosion*, 2016, vol. 72, no. 10, pp. 1252–1268.
18. Azizi A., Zou X., Ercius P., Zhang Z., Elias A.L., Perea-Lopez N., Stone G., Terrones M., Yakobson B.I., Alem N. Dislocation motion and grain boundary migration in two-dimensional tungsten disulphide. *Nature Communications*, 2014, vol. 5, no. 1, pp. 4867.
19. Shen Z., Chen K., Tweddle D., He G., Arioka K., Lozano-Perez S. Characterization of the crack initiation and propagation in Alloy 600 with a cold-worked surface. *Corrosion Science*, 2019, vol. 152, pp. 82–92.
20. Zhong X., Han E.-H., Wu X. Corrosion behavior of Alloy 690 in aerated supercritical water. *Corrosion Science*, 2013, vol. 66, pp. 369–379.
21. Chang L., Burke M.G., Scenini F. Stress corrosion crack initiation in machined type 316L austenitic stainless steel in simulated pressurized water reactor primary water. *Corrosion Science*, 2018, vol. 138, pp. 54–65.
22. Ren J., Yu L., Liu Y., Ma Z., Liu C., Li H., Wu J. Corrosion behavior of an Al added high-Cr ODS steel in supercritical water at 600 °C. *Applied Surface Science*, 2019, vol. 480, pp. 969–978.
23. Shen Z., Du D., Zhang L., Lozano-Perez S. An insight into PWR primary water SCC mechanisms by comparing surface and crack oxidation. *Corrosion Science*, 2019, vol. 148, pp. 213–227.
24. Liu X., Hwang W., Park J., Van D., Chang Y., Lee S.H., Kim S.-Y., Han S., Lee B. Toward the multiscale nature of stress corrosion cracking. *Nuclear Engineering and Technology*, 2018, vol. 50, no. 1, pp. 1–17.
25. Moss T., Was G.S. Accelerated stress corrosion crack initiation of alloys 600 and 690 in hydrogenated supercritical water. *Metallurgical and Materials Transactions A*, 2017, vol. 48, no. 4, pp. 1613–1628.
26. Dugdale H., Armstrong D.E.J., Tarleton E., Roberts S.G., Lozano-Perez S. How oxidized grain boundaries fail. *Acta Materialia*, 2013, vol. 61, no. 13, pp. 4707–4713.
27. Kruska K. *Understanding the Mechanism of Stress Corrosion Cracking*. Ph.D. thesis. Oxford, 2012. Available at: <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:94574eaf-4ae0-4093-bf20-3f4f4c559e7c> (accessed 1 September 2019).
28. Stratulat A., Armstrong D.E.J., Roberts S.G. Micro-mechanical measurement of fracture behaviour of individual grain boundaries in Ni alloy 600 exposed to a pressurized water reactor environment. *Corrosion Science*, 2016, vol. 104, pp. 9–16.
29. Song Z., Xie Z.-H. A literature review of in situ transmission electron microscopy technique in corrosion studies. *Micron*, 2018, vol. 112, pp. 69–83.
30. Dohr J., Armstrong D.E.J., Tarleton E., Couvant T., Lozano-Perez S. The influence of surface oxides on the mechanical response of oxidized grain boundaries. *Thin Solid Films*, 2017, vol. 632, pp. 17–22.
31. Fujii K., Miura T., Nishioka H., Fukuya K. Degradation of grain boundary strength by oxidation in alloy 600. *15<sup>th</sup> International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems-Water Reactors*. Hoboken, John Wiley & Sons, Inc., 2012. pp. 1447–1458.
32. Ghosh S., Rana V.P.S., Kain V., Mittal V., Baveja S.K. Role of residual stresses induced by industrial fabrication on stress cor-

- rosion cracking susceptibility of austenitic stainless steel. *Materials & Design*, 2011, vol. 32, no. 7, pp. 3823–3831.
33. Zhang W., Fang K., Hu Y., Wang S., Wang X. Effect of machining-induced surface residual stress on initiation of stress corrosion cracking in 316 austenitic stainless steel. *Corrosion Science*, 2016, vol. 108, pp. 173–184.
34. Kumar P.S., Acharyya S.G., Rao S.V.R., Kapoor K. Distinguishing effect of buffing vs. grinding, milling and turning operations on the chloride induced SCC susceptibility of 304L austenitic stainless steel. *Materials Science and Engineering: A*, 2017, vol. 687, pp. 193–199.
35. Chang L., Burke M.G., Scenini F. Understanding the effect of surface finish on stress corrosion crack initiation in warm-forged stainless steel 304L in high-temperature water. *Scripta Materialia*, 2019, vol. 164, pp. 1–5.
36. Nicolas A., Mello A.W., Sangid M.D. Relationships between microstructure and micromechanical stresses on local pitting during galvanic corrosion in AA7050. *Corrosion Science*, 2019, vol. 154, pp. 208–225.
37. Horner D.A., Connolly B.J., Zhou S., Crocker L., Turnbull A. Novel images of the evolution of stress corrosion cracks from corrosion pits. *Corrosion Science*, 2011, vol. 53, no. 11, pp. 3466–3485.
38. Brewick P.T., Kota N., Lewis A.C., De Giorgi V.G., Gelmacher A.B., Qidwai S.M. Microstructure-sensitive modeling of pitting corrosion: effect of the crystallographic orientation. *Corrosion Science*, 2017, vol. 129, pp. 54–69.
39. Hu C., Xia S., Li H., Liu T., Zhou B., Chen W., Wang N. Improving the intergranular corrosion resistance of 304 stainless steel by grain boundary network control. *Corrosion Science*, 2011, vol. 53, no. 5, pp. 1880–1886.
40. Luo C., Zhou X., Thompson G.E., Hughes A.E. Observations of intergranular corrosion in AA2024-T351: The influence of grain stored energy. *Corrosion Science*, 2012, vol. 61, pp. 35–44.
41. Kumar B.S., Prasad B.S., Kain V., Reddy J. Methods for making alloy 600 resistant to sensitization and intergranular corrosion. *Corrosion Science*, 2013, vol. 70, pp. 55–61.
42. Takehara Y., Fujiwara H., Miyamoto H. «Special» to «general» transition of intergranular corrosion in Sigma 3{111} grain boundary with gradually changed misorientation. *Corrosion Science*, 2013, vol. 77, pp. 171–175.
43. Stratulat A., Duff J.A., Marrow T.J. Grain boundary structure and intergranular stress corrosion crack initiation in high temperature water of a thermally sensitised austenitic stainless steel, observed in situ. *Corrosion Science*, 2014, vol. 85, pp. 428–435.
44. Martinez-Lombardia E., Gonzalez-Garcia Y., Lapeire L., De Graeve I., Verbeken K., Kestens L., Mol J.M.C., Terryn H. Scanning electrochemical microscopy to study the effect of crystallographic orientation on the electrochemical activity of pure copper. *Electrochimica Acta*, 2014, vol. 116, pp. 89–96.
45. Srinivasan N., Kain V., Birbilis N., Mani Krishna K.V., Shekawat S., Samajdar I. Near boundary gradient zone and sensitization control in austenitic stainless steel. *Corrosion Science*, 2015, vol. 100, pp. 544–555.
46. Ding Q., Zhang D., Zuo J., Hou S., Zhuang L., Zhang J. The effect of grain boundary character evolution on the intergranular corrosion behavior of advanced Al-Mg-3 wt. % Zn alloy with Mg variation. *Materials Characterization*, 2018, vol. 146, pp. 47–54.
47. Yuan Y., Jiang Y., Zhou J., Liu G., Ren X. Influence of grain boundary character distribution and random high angle grain boundaries networks on intergranular corrosion in high purity copper. *Materials Letters*, 2019, vol. 253, pp. 424–426.
48. Choi K.J., Yoo S.C., Kim S., Kim T., Ham J., Lee J., Kim J.H. Microstructural evolution and corrosion behaviour of thermally aged dissimilar metal welds of low-alloy steel and nickel-based alloy. *Corrosion Science*, 2019, vol. 153, pp. 138–149.
49. Comisso M.S., Le Bourlot C., Bonnet F., Zanelatto O., Maire E. Thermo-mechanical characterization of steel-based metal matrix composite reinforced with TiB<sub>2</sub> particles using synchrotron X-ray diffraction. *Materialia*, 2019, vol. 6, pp. 100311.
50. Joseph M.J., Jabbar M.A. Effect of aging process on the microstructure, corrosion resistance and mechanical properties of stainless steel AISI 204. *Case Studies in Construction Materials*, 2019, vol. 11, pp. e00253.
51. Meng G., Li Y., Shao Y., Zhang T., Wang Y., Wang F., Cheng X., Dong C., Li X. Effect of microstructures on corrosion behavior of nickel coatings: (II) competitive effect of grain size and twins density on corrosion behavior. *Journal of Materials Science & Technology*, 2016, vol. 32, no. 5, pp. 465–469.
52. Huang L., Wang K., Wang W., Yuan J., Qiao K., Yang T., Peng P., Li T. Effects of grain size and texture on stress corrosion cracking of friction stir processed AZ80 magnesium alloy. *Engineering Failure Analysis*, 2018, vol. 92, pp. 392–404.
53. Song D., Ma A.B., Jiang J.H., Lin P.H., Yang D.H., Fan J.F. Corrosion behaviour of bulk ultra-fine grained AZ91D magnesium alloy fabricated by equal-channel angular pressing. *Corrosion Science*, 2011, vol. 53, no. 1, pp. 362–373.
54. Wang Y., Li K.Y., Scenini F., Jiao J., Qu S.J., Luo Q., Shen J. The effect of residual stress on the electrochemical corrosion behavior of Fe-based amorphous coatings in chloride-containing solutions. *Surface and Coatings Technology*, 2016, vol. 302, pp. 27–38.
55. Zhang L., Szpunar J.A., Dong J., Ojo O.A., Wang X. Dependence of crystallographic orientation on corrosion behavior of Ni-Fe-Cr alloy 028. *Metallurgical and Materials Transactions B*, 2018, vol. 49, no. 3, pp. 919–925.
56. Fu J., Li F., Sun J., Cui K., Du X., Wu Y. Effect of crystallographic orientations on the corrosion resistance of Fe-17Cr ferritic stainless steel. *Journal of Electroanalytical Chemistry*, 2019, vol. 841, pp. 56–62.

Поступила 7.10.2019 г.

#### Информация об авторах

**Заворин А.С.**, доктор технических наук, профессор научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Любимова Л.Л.**, кандидат технических наук, доцент научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Буваков К.В.**, кандидат технических наук, доцент научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Шмитов Д.М.**, магистрант научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Артамонов А.И.**, кандидат технических наук, доцент научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 620.22:620.193:620.9.002

## CORROSION PROBLEMS AND PHYSICAL-MECHANICAL MODELS OF STRUCTURAL MATERIALS FAILURE FOR POWER PLANT ENGINEERING

**Alexander S. Zavorin<sup>1</sup>,**  
zavorin@tpu.ru

**Lyudmila L. Lyubimova<sup>1</sup>,**  
lll@tpu.ru

**Konstantin V. Buvakov<sup>1</sup>,**  
buvakov@tpu.ru

**Denis M. Shmitov<sup>1</sup>,**  
dms4@tpu.ru

**Alexander I. Artamontsev<sup>1</sup>,**  
a\_art@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**Relevance** of the research is caused by the need for increase of thermal and mechanical equipment life by reducing the metal losses caused by corrosion damage. Life extension and diagnostics of the structural materials state in power equipment are induced by the growing wear rate at operating electric power plants. In this relation, a thorough analysis of current mechanisms of oxide film formation and destruction, microcracking, evolution of microcracks with their further development and structural factors, affecting these mechanisms, is required. It will promote the preparation for a transition to a qualitatively more informative and extensive level of research – nanoscale and even atomic, without which it is impossible to find dramatic solutions to the efficiency problems for materials used in manufacture of power equipment components and operated under high temperatures and pressure.

**The aim** of the research is to analyze the problem to find reliable indicators of pre-corrosion failure, as well as to investigate the mechanisms of further corrosion of heating surfaces in steam generators and other heat exchange systems and obtain objective data about corrosion and heat resistance of steels for power plant engineering products, and also to develop the information basis for justification of objectives and methodology of studies in this area.

**Results of researching the problem.** The authors have defined the mechanisms of corrosion failure affected by operational factors. Deeper insight of these factors pattern requires obtaining of observation results not only in the static state of the object, but the dynamic history as well.

### **Key words:**

Steel, stress corrosion cracking, intergranular corrosion, passive films, grain size, internal stress, microstructure.

Received: 7 October 2019.

### **Information about the authors**

**Alexander S. Zavorin**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Lyudmila L. Lyubimova**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Konstantin V. Buvakov**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Denis M. Shmitov**, undergraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Alexander I. Artamontsev**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 662.8.05

## ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА МИКРОТВЕРДОСТЬ УГЛЕЙ

Салтыкова Светлана Николаевна<sup>1</sup>,  
ssn\_58@mail.ru

Назаренко Максим Юрьевич<sup>1</sup>,  
max.nazarenko@mail.ru

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет,  
Россия, 199106, Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., 2.

**Актуальность.** Закономерная особенность в изменении твердости и прочности углей, их твердых продуктов термической переработки и брикетов на их основе заключается в себе большую теоретическую значимость, ведь данные параметры могут косвенно характеризовать свойства, связанные с особенностями происхождения углей, их петрографического состава и степени их метаморфизма.

**Цель:** изучение микротвердости бурых и каменных углей.

**Методы:** Разделение буроугольной и каменноугольной мелочи на фракции от 4 мм до менее 125 мкм осуществляли на гранулометрическом анализаторе AS Control 200. Определение влажности исследуемых объектов осуществляли в сушильном шкафу по ГОСТ 11014–2001 «Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Ускоренные методы определения влаги». Зольность определяли по ГОСТ 11022–95 «Топливо твердое минеральное. Определение зольности». Выход летучих веществ определялся по ГОСТ Р 55660–2013 «Топливо твердое минеральное. Определение выхода летучих веществ». Брикетирование угольной и сланцевой мелочи проводилось на лабораторном гидравлическом прессе ПГЛ-20. Брикетывали при давлении 15 МПа без смачивания. Брикетывались одинаковых параметров: высота – 10 мм, диаметр 15 мм. Термообработка исследуемых брикетов осуществлялась в 2 режима: режим № 1 «Без выдержки». В муфельную печь с начальной температурой, соответствующей комнатной, помещались шесть тиглей с брикетами. Затем нагревали до 100 °С, доставали из печи один из тиглей и продолжали нагрев до 200 °С. Операцию повторяли до температуры в камере печи, равной 600 °С с шагом в 100 °С без выдержки при конечной температуре; режим № 2 «Горячая печь». В нагретую до соответствующей режимной температуры (100; 200; 300; 400; 500; 600 °С) муфельную печь загружали тигель с брикетом, выдерживали в течении 30 минут и вынимали. Для определения микротвердости представленных образцов использовался ультрамикротестер SHIMADZU DUH-211S для испытаний твердости (микротвердости) материалов.

**Результаты.** Исследование микротвердости бурых и каменных углей на брикетах из данного материала показало, что: для бурого угля при использовании обоих режимов нагревания до температуры 200 °С значение микротвердости уменьшается с 57,928 до 44,907 Н/мм<sup>2</sup> (режим 1) и до 46,905 Н/мм<sup>2</sup> (режим 2), при увеличении температуры до 300 °С значение микротвердости начинает подниматься до 51,048 и 51,247 Н/мм<sup>2</sup> для режима 1 и режима 2 соответственно. Дальнейшее нагревание приводит к увеличению значения микротвердости до 64,879 Н/мм<sup>2</sup> для первого режима и уменьшению до 32,797 Н/мм<sup>2</sup> для второго режима; для каменного угля при режиме термообработки № 1 значение микротвердости возрастает с 4,894 до 7,157 Н/мм<sup>2</sup>, а при режиме термообработки № 2 падает до 2,921 Н/мм<sup>2</sup>.

### Ключевые слова:

Бурые угли, каменные угли, угольная мелочь, микротвердость, физические характеристики, механическая характеристика, термическая обработка.

### Введение

Угли (бурые и каменные), сланцы и другие твердые горючие ископаемые состоят из органической части, в основе которой С, Н<sub>2</sub>, S, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, и неорганической составляющей (глинистые минералы, сульфиды железа, щелочи, карбонаты, оксиды кремния и др.) Минеральные примеси и влага являются внешним балластом твердого топлива, а O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> – внутренним [1–11].

Состав и содержание органической составляющей в бурых углях зависит от различных месторождений и может значительно меняться от месторождения к месторождению. Бурые угли – наименее углефицированный вид твердых горючих ископаемых в ряду углей. На горючую массу бурого угля приходится следующие процентное содержание [1–11]:

- по углероду:  $\omega(C)=65\text{--}78\%$ ;
- по водороду:  $\omega(H)=4,3\text{--}6,3\%$ ;
- по кислороду:  $\omega(O)=16\text{--}27\%$ ,
- по азоту:  $\omega(N)=0,6\text{--}1,7\%$ ,

- по сере:  $\omega(S)=0,2\text{--}2,7\%$ .

Химический состав каменных углей представляет собой сложную комбинацию химических веществ. Каменный уголь включает в себя химические вещества, состоящие из углерода, водорода и кислорода. Кроме того, каменный уголь включает в себя вещества с примесями серы, азота и других элементов, содержащихся в них в небольших концентрациях. Было установлено, что вода и высокомолекулярная полициклическая ароматика являются этими веществами. Элементы, содержащиеся в небольших количествах в каменных углях, образуют минеральные соли, которые далее при термической переработке каменного угля остаются в золе. Примеси минерального происхождения распределяются в органическом веществе каменного угля либо в тонкодисперсном состоянии, либо в виде очень тонких линз и прослоек или же минеральных включений и кристаллов. Наиболее точный состав неорганических примесей определяется месторасположением каменного угля и условиями

его образования. Химические соединения органической составляющей каменного угля представляют из себя хиноидные и фенольные соединения, а также аккумулялированные бензолные кольца. На горючую массу каменного угля приходится следующее процентное содержание (%) [4–11]:

- по углероду:  $\omega(C)=75-92$ ;
- по водороду:  $\omega(H)=2,5-5,7$ ;
- по кислороду:  $\omega(O)=1,5-15,0$ ;
- по сере:  $\omega(S)=0,2-0,6$ .

При добыче, транспортировке, обогащении и переработке твердого горючего ископаемого происходит изменение его гранулометрического состава (размера зерна), которое зависит как от его физико-химических (влажность, зольность, пористость, и др.) свойств, так и от механических (хрупкость, твердость и др.). Твердость и хрупкость угольного вещества во многом определяются его химическим составом, в особенности составом минеральных составляющих, а также его структурными особенностями [8–16].

Термическое воздействие оказывает влияние на механические показатели угольных материалов: твердость и прочность, изменяя последние. По данным значениям можно оценить степень метаморфизма углей, кроме того, механические свойства способны отражать, в некотором роде, различие молекулярного строения некоторых видов горючих твердых ископаемых. Исследование твердости и прочности угля может дать также возможность найти для них техническое применение в тех или иных технологических процессах [17–19].

Свойство, которое показывает способность поверхности материала сопротивляться деформации (упругой или пластической) при внедрении в него другого, более твердого, тела, называется твердостью. Основные методы определения данного свойства основываются либо на вдавливании жесткого наконечника (индектора) в виде шара, конуса, пирамиды и др. в испытуемое тело, либо на царапании поверхности материала эталонными образцами различной твердости.

Самым простым и быстрым способом определения такого механического свойства поверхности, как твердость (микротвердость), является вдавливание (индентирование) различного материала, которое не требует изготовления специальных эталонных образцов [17–20].

Помимо способов по определению твердости материалов широкое распространение получил способ определения микротвердости. Микротвердость – это твердость при микровдавливании. Изучение твердости на микро- и наномасштабе методами инструментального индентирования сможет дать наиболее полное представление о механических свойствах твердого топлива, продуктах его переработки и брикетах на его основе, а также об особенностях его переработки [1].

Исходя из вышесказанного, целью данной работы было изучение микротвердости бурых и каменных углей.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- изготовлены брикеты из угольной мелочи;
- изучены физико-химические свойства используемого материала (влажность, зольность, выход летучих веществ);
- определено влияние режима термообработки на микротвердость полученных брикетов.

#### Методы исследований

В качестве объекта исследования была выбрана угольная мелочь (бурых и каменных углей), предварительно разделенная на фракции от 4 мм до менее 125 мкм на гранулометрическом анализаторе AS Control 200. Использовались бурые угли Канско-Ачинского бассейна и каменные угли Кузнецкого угольного бассейна следующего химического состава (табл. 1).

Таблица 1. Состав углей [4–11]

Table 1. Coal composition [4–11]

Компоненты, % мас. Component, wt. %	Бурый уголь Brown coal	Каменный уголь Black coal
Fe	1,72	1,06
S	0,23	1,5
SiO <sub>2</sub>	23,0	8,30
CaO	1,4	9,98
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	9,4	1,92
MgO	0,71	0,24
C	61,0	77,0

Определение влажности используемого материала осуществляли согласно ГОСТ 11014–2001 «Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Ускоренные методы определения влаги», зольность определяли согласно ГОСТ 11022–95 «Топливо твердое минеральное. Определение зольности», выход летучих веществ угольной мелочи анализировали по ГОСТ Р 55660–2013 «Топливо твердое минеральное. Определение выхода летучих веществ».

Брикетирование угольной и сланцевой мелочи проводилось на лабораторном гидравлическом прессе ПГУ-20. Брикетировали при давлении 15 МПа без смачивания. Брикетировались одинаковых параметров: высота 10 мм, диаметр 15 мм.

Термообработка исследуемых брикетов осуществлялась в два режима:

1. «Без выдержки». В муфельную печь с начальной температурой, соответствующей комнатной, помещались шесть тиглей с брикетами. Затем их нагревали до 100 °С, доставали из печи один из тиглей и продолжали нагрев до 200 °С. Операцию повторяли до температуры 600 °С в камере печи с шагом в 100 °С без выдержки при конечной температуре.
2. «Горячая печь». В нагретую муфельную печь до соответствующей режимной температуры (100; 200; 300; 400; 500; 600 °С) загружали тигель с брикетом, выдерживали в течение 30 минут и вынимали.

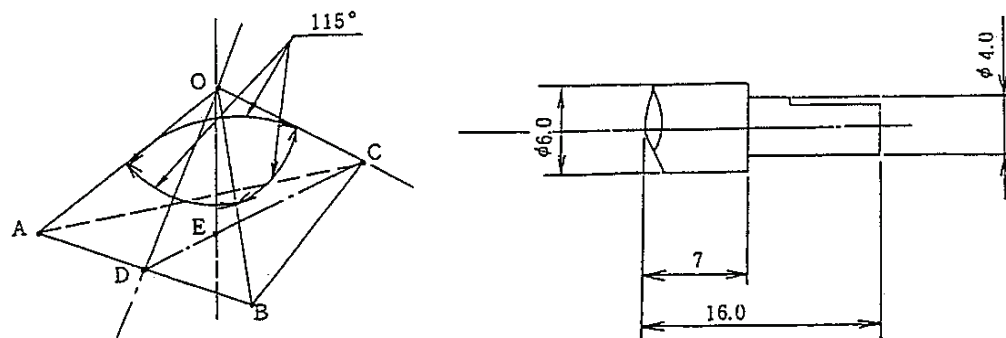


Рис. 1. Индектор Берковича

Fig. 1. Berkovich Index

Для определения микротвердости представленных образцов использовался ультрамикротестер SHIMADZU DUH-211S для испытаний твердости (микротвердости) материалов. Метод определения твердости, используемый в данной работе, соответствует стандарту ГОСТ 9450–79 «Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников» и ГОСТ Р 8.748–2011 «Металлы и сплавы. Измерение твердости и других характеристик материалов при инструментальном индектировании», что обеспечивает получение сопоставимых результатов измерения исследуемых образцов согласно требованиям стандарта ISO 14577–1 Annex A (Приложение A: свойства материалов, определяемые путем определения глубины отпечатка и силы вдавливания).

Для определения величины микротвердости использовался стандартный индектор в виде треугольной пирамиды с углом при вершине  $115^\circ$  – индектор Берковича (рис. 1).

Образцы материала надежно закреплялись в специальной приставке. Это необходимо для того, чтобы жесткость машины не увеличивалась при испытании. Контактная поверхность между образцом и приставкой была очищена от постороннего материала, который может повлиять на измерение.

Опытным путем выбрана нагрузка  $F=49,0$  мН. При нагрузке менее 49,0 мН невозможно рассмотреть отпечаток, оставленный индектором, а увеличение нагрузки приводит к разрушению материала. Использовался режим «нагрузка–разгрузка» со временем выдержки 5 с. Проведено по 30 контрольных испытаний на микротвердость каждого образца, и выведено среднее значение.

#### Результаты экспериментов и обсуждение

Исследованию механических свойств материала и влияния на него температуры должно предшествовать качественное и детальное изучение его физических свойств. Результаты анализа физических свойств (влажности, зольности и выхода летучих веществ) угля представлены в табл. 2.

В табл. 3 представлены результаты микротвердости исходного бурого угольного брикета (до термообработки). Нагрузка 49,0 мН.

Зависимость микротвердости брикета из бурого угля от температуры описана на рис. 2.

Таблица. 2. Физические свойства [12, 21]

Table 2. Physical properties [12, 21]

Свойство Property, %	Каменный уголь Black coal	Бурый уголь Brown Coal
Влажность/Moisture	9,26	15,7
Зольность/Ash	5,0	18,0
Выход летучих веществ Output of volatile substances	29,0	45,0

Таблица. 3. Результаты определения микротвердости бурого угольного брикета

Table 3. Results of determining brown coal briquette microhardness

Максимальная нагрузка Maximum load	Микротвердость, Н/мм <sup>2</sup> Microhardness, N/mm <sup>2</sup>	Максимальная нагрузка Maximum load	Микротвердость, Н/мм <sup>2</sup> Microhardness, N/mm <sup>2</sup>
49,009	57,761	49,006	57,745
49,010	57,715	49,009	57,659
49,008	58,210	49,007	58,178
49,009	57,935	49,007	57,379
49,009	57,737	49,010	57,907
49,006	59,868	49,009	57,695
49,009	57,623	49,006	57,720
49,009	57,938	49,009	57,396
49,011	57,339	49,010	57,109
49,011	59,493	49,008	57,249
49,008	57,889	49,011	57,517
49,010	58,148	49,007	57,728
49,007	57,680	49,008	57,469
49,007	57,549	49,008	58,947
49,007	57,978	49,010	59,283
Среднее значение микротвердости Average value of microhardness			57,928

По полученным зависимостям изменение микротвердости брикета из бурого угля (рис. 2) видно следующее: при нагревании до температуры в  $200^\circ\text{C}$  для обоих режимов, значение микротвердости уменьшается с 57,928 до 44,907 Н/мм<sup>2</sup> (режим 1) и до 46,905 Н/мм<sup>2</sup> (режим 2), при дальнейшем нагревании до  $300^\circ\text{C}$  происходит увеличение микротвердости до 51,048 и 51,247 Н/мм<sup>2</sup> для режима 1 и режима 2, соответственно. Дальнейшее нагревание приводит к увеличению значения микротвердости до 64,879 Н/мм<sup>2</sup> для первого режима и уменьшению до 32,797 Н/мм<sup>2</sup> для второго режима.

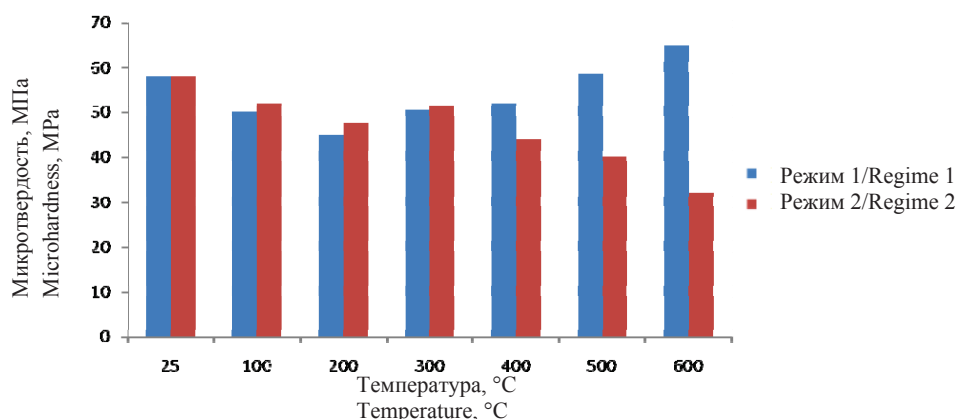


Рис. 2. Зависимость микротвердости брикета из бурого угля от температуры

Fig. 2. Dependence of brown coal briquette microhardness on temperature

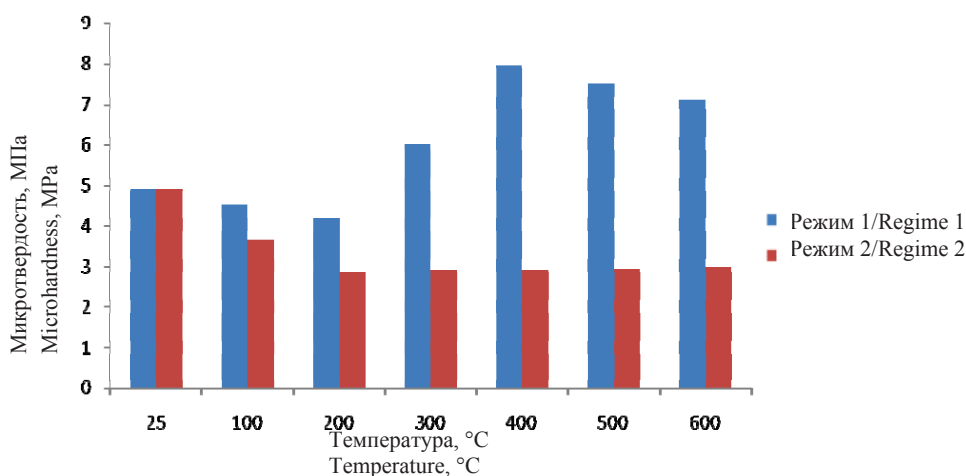


Рис. 3. Зависимость микротвердости брикета из каменного угля от температуры

Fig. 3. Dependence of coal briquette microhardness on temperature

Таблица 4. Результаты определения микротвердости брикета из каменного угля

Table 4. Results of determining the coal briquette microhardness

Максимальная нагрузка Maximum load	Микротвердость, Н/мм <sup>2</sup> Microhardness, N/mm <sup>2</sup>	Максимальная нагрузка Maximum load	Микротвердость, Н/мм <sup>2</sup> Microhardness, N/mm <sup>2</sup>
49,007	4,887	49,010	4,327
49,011	4,958	49,008	4,662
49,010	5,962	49,008	5,245
49,010	4,457	49,008	6,105
49,008	4,394	49,010	4,7
49,008	4,749	49,009	4,224
49,008	4,461	49,009	4,604
49,011	4,573	49,010	4,431
49,008	5,619	49,010	4,198
49,008	4,52	49,008	4,403
49,008	5,62	49,010	5,909
49,007	4,901	49,011	4,164
49,008	4,257	49,011	4,783
49,011	4,638	49,010	4,973
49,011	5,66	49,009	6,423
Среднее значение микротвердости Average value of microhardness			4,894

В табл. 4 представлен пример полученных результатов анализа микротвердости исходного брикета из каменного угля (до термообработки). Нагрузка 49,0 мН.

Анализ микротвердости брикета из каменного угля (рис. 3) в зависимости от температуры показал, что при режиме 1 значение микротвердости возрастает с 4,894 до 7,157 Н/мм<sup>2</sup>, а при режиме термообработки № 2 падает до 2,921 Н/мм<sup>2</sup>.

#### Заключение

Оценивая влияние термического воздействия на фактические показатели угольных материалов, можно дать косвенную оценку их строению и степени метаморфизма.

Исследование микротвердости бурых и каменных углей на брикетах из данного материала показало, что:

- для бурого угля до температуры 200 °С значение микротвердости для обоих режимов уменьшается с 57,928 до 44,907 Н/мм<sup>2</sup> (режим 1) и до 46,905 Н/мм<sup>2</sup> (режим 2). При нагревании до 300 °С значение микротвердости начинает под-

ниматься до 51,048 и 51,247 Н/мм<sup>2</sup> для режима 1 и режима 2. Дальнейшее нагревание приводит к увеличению значения микротвердости до 64,879 Н/мм<sup>2</sup> для первого режима и уменьшению до 32,797 Н/мм<sup>2</sup> для второго режима;

- для каменного угля при термообработке по режиму 1 происходит рост значения микротвердости во всем диапазоне температур (с 4,894 до

7,157 Н/мм<sup>2</sup>), а при термообработке по режиму 2 происходит падение значения микротвердости до 2,921 Н/мм<sup>2</sup>.

*Работа выполнена в рамках государственного задания 10.12854.2018/6.7 и 10.12855.2018/8.9 «Рациональное использование и глубокая переработка углеводородного сырья с получением судовых топлив и углеродных материалов».*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рахимова Ю.И. Профессиональная подготовка студентов по курсу «Теоретическая переработка твердого топлива». – Самара: Самарский государственный технический университет, 2011. – 60 с.
2. Федорова Н.И., Михайлова Е.С., Исмаилов З.Р. Связь теплоты сгорания углей со стадией их метаморфизма // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2016. – № 2. – С. 117–120.
3. Шабаров А.Н., Николаева И.В. Комплексное использование отходов переработки теплоэлектростанций // Записки Горного института. – 2016. – Т. 220. – С. 607–610.
4. Арсентьев В.А., Котова Е.Л. Новая технология сухого обогащения золы уноса угольных электростанций на основе методов прикладной минералогии // Записки Горного института. – 2016. – Т. 220. – С. 521–525.
5. Kūlaots I., Goldfarb J.L., Suuberg E.M. Characterization of Chinese, American and Estonian oil shale semicokes and their sorption potential // Fuel. – 2010. – V. 89 (11). – P. 3300–3306.
6. Geochemistry of rare earth and other trace elements in Chinese oil shale / Q. Wang, J. Bai, J. Ge, Y.Z. Wie, S. Li // Oil shale. – 2014. – V. 31. – № 3. – P. 266–277.
7. Mariana G.Y. Mineral and inorganic chemical composition of the Pernik coal // International journal of coal geology. – 2017. – V. 72. – Iss. 3–4. – P. 268–292.
8. Bitukova L., Motler R. Composition of oil shale ashes from pulverized firing and circulating fluidized-bed boiler in Narva thermal power plants // Oil shale. – 2010. – V. 27. – № 4. – P. 339–353.
9. Oni S.O., Olugbenda E.A., Chidimma C.N. Characterization of ash content, coking tendencies and evaluation of physicochemical properties of Okobo coals // Petroleum and coal. – 2017. – V. 59 (3). – P. 397–411.
10. Ефимов В.И., Корчагина Т.В., Антонов А.И. К вопросу переработки угольных шламов // Уголь. – 2018. – № 2. – С. 77–81.
11. Eskenazy G.M., Stefanova Y.S. Trace elements in the Goze Delchew coal deposit // International journal of coal geology. – 2017. – V. 72. – Iss. 3–4. – P. 257–267.
12. Physicochemical properties of fuel shales / N.K. Nazarenko, V.Y. Bagin, S.N. Saltykova, G.V. Kononov // Coke and Chemistry. – 2014. – V. 57. – № 3. – P. 129–133.
13. Alteration of the acid-base properties of the oxidized surface of disperse aluminum during the adsorption of ammonium compounds and the antifriction effect / A.G. Syrkov, M.M. Sychev, M.O. Silvanov, N.N. Rozhkova // Glass Physics and Chemistry. – 2018. – V. 44. – № 5. – P. 474–479.
14. Огирбат Пунсалмаагийн. Угольная промышленность Монголии: состояние и перспективы развития // Записки Горного института. – 2017. – Т. 226. – С. 420–427.
15. Назаренко М.Ю., Кондрашева Н.К., Салтыкова С.Н. Эффективность применения горючих сланцев и сланцевольных отходов для очистки воды от органических загрязнителей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 95–103.
16. Andriamihaja S., Padmamabhan E. Characterization of pore system changes induced by dissolution in carbonate rocks // Petroleum and coal. – 2017. – V. 59 (5). – P. 582–589.
17. Воздействие на структуру и свойства углей при экстремальной термообработке / В.Ю. Бажин, Ф.Ю. Шариков, Е.О. Фещенко, Е.О. Суднищие // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 7. – С. 13–15.
18. Русчев Д.Д. Химия твердого топлива. – Л.: Химия, 1976. – 256 с.
19. Дмитриева Г.П., Черепанова Т.С. Износостойкие кобальтовые сплавы для упрочнения бандажных полок лопаток ГТД // Технологические системы. – 2017. – № 2. – С. 46–49.
20. Гогоберидзе Д.Б. Твердость и методы ее измерения. – М.: Машгиз, 1952. – 318 с.
21. Назаренко М.Ю., Кондрашева Н.К., Салтыкова С.Н. Влияние термических превращений в горючих сланцах на их свойства // Цветные металлы. – 2017. – № 7. – С. 29–33.

*Поступила: 23.11.2018 г.*

## Информация об авторах

**Салтыкова С.Н.**, кандидат технических наук, доцент кафедры химических технологий и переработки энергоносителей Факультета переработки минерального сырья Санкт-Петербургского горного университета.

**Назаренко М. Ю.**, ассистент кафедры химических технологий и переработки энергоносителей Факультета переработки минерального сырья Санкт-Петербургского горного университета.

UDC 662.8.05

## INFLUENCE OF TECHNOLOGICAL FACTORS ON COAL MICROHARDNESS

Svetlana N. Saltykova<sup>1</sup>,

ssn\_58@mail.ru

Maxim Yu. Nazarenko<sup>1</sup>,

max.nazarenko@mail.ru

<sup>1</sup> Saint-Petersburg Mining University,  
2, 21 line V.O., St-Petersburg, 199106, Russia.

A natural feature in changing hardness and strength of coals, their solid products of thermal processing and briquettes based on them is of great theoretical importance, because these parameters can indirectly characterize the properties associated with the characteristics of their origin, their petrographic composition and degree of their metamorphism.

**The main aim** of the research is to study the microhardness of brown coal and coal.

**The methods.** Before carrying out the experimental studies, a granulometric analysis of raw material used was carried out using a granulometric analyzer AS Control 200 with a set of sieves from 4 mm to less than 125  $\mu\text{m}$ . The sample mass of 1 kg, the amplitude of 2 mm/year, classification 10 minutes. Determination of humidity of the studied objects was carried out in a drying Cabinet according to SS 11014–2001 «Coals brown, stone, anthracite and oil shale. Accelerated methods of moisture determination». Ash content was determined according to SS 11022–95 «Solid mineral fuel. Determination of ash content». The yield of volatile components was determined by SS P55660–2013 «Solid mineral fuel. Determination of the yield of volatile substances». Briquetting of coal and shale fines was carried out on the laboratory hydraulic press PGL-20. Briquettes were made at a pressure of 15 MPa without wetting. Briquettes were made of the same parameters: height 10 mm, diameter 15 mm. Heat treatment of the studied briquettes was carried out in two regimes: regime no. 1 «without aging». Six crucibles with briquettes were placed in the muffle furnace with the initial temperature corresponding to the room temperature. Then they were heated to 100 °C, one crucible was got out of the furnace and the rest ones were continued heating to 200 °C. The operation was repeated to temperature in the furnace chamber equal to 600 °C in increments of 100 °C without exposure at the final temperature; regime no. 2 «Hot furnace». The crucible with the briquette was loaded to the muffle furnace heated to the appropriate operating temperature (100; 200; 300; 400; 500; 600 °C); it was kept there for 30 minutes and removed. To determine microhardness of the samples the ultramicrotome SHIMADZU DUH-211S was used for testing hardness (microhardness) of the material.

**Results.** The study of microhardness of brown coals and coal briquettes from this material showed that: for brown coal when using both heating regimes, the microhardness value decreases to a temperature of 200 °C from 57,928 to 44,907 N/mm<sup>2</sup> (regime 1) and to 46,905 N/mm<sup>2</sup> (regime 2), with temperature rise to 300 °C, the microhardness value begins to rise to 51,048 and 51,247 N/mm<sup>2</sup> for regime 1 and 2, respectively. Further heating leads to increase in microhardness to 64,879 N/mm<sup>2</sup> for the first regime and decrease to 32,797 N/mm<sup>2</sup> for the second regime; for coal in the heat treatment regime 1 microhardness value increases from 4,894 to 7,157 N/mm<sup>2</sup>, and in the heat treatment regime 2 falls to 2,921 N/mm<sup>2</sup>.

**Key words:**

Brown coal, coal, coal fines, microhardness, physical characteristics, mechanical characteristics, heat treatment.

The research was carried out within the state tasks 10.12854.2018/6.7 and 10.12855.2018/8.9 «Rational use and deep processing of hydrocarbon raw material for obtaining marine fuels and carbon raw materials».

## REFERENCES

1. Rakhimova Yu.I. *Professionalnaya podgotovka studentov po kursu «Teoreticheskaya pererabotka tverdogo topliva»* [Professional training of students on the course «Theoretical processing of solid fuel»]. Samara, Samara State Technical University Publ., 2011. 60 p.
2. Fedorova N.I., Mikhaylova E.S., Ismagilov Z.R. Connection of the heat of combustion of coal with the stage of their metamorphism. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University journal*, 2016, no. 2, pp. 117–120. In Rus.
3. Shabarov A.N., Nikolaeva I.V. Integrated use of waste from thermal power plants. *Journal of Mining institute*, 2016, vol. 220, pp. 607–610. In Rus.
4. Arsentev V.A., Kotova E.L. New technology of dry enrichment of fly ash of coal-fired power plants on the basis of applied Mineralogy methods. *Journal of Mining institute*, 2016, vol. 220, pp. 521–525. In Rus.
5. Külaots I., Goldfarb J.L., Suuberg E.M. Characterization of Chinese, American and Estonian oil shale semicokes and their sorption potential. *Fuel*, 2010, vol. 89 (11), pp. 3300–3306.
6. Wang Q., Bai J., Ge J., Wie Y.Z., Li S. Geochemistry of rare earth and other trace elements in Chinese oil shale. *Oil shale*, 2014, vol. 31, no. 3, pp. 266–277.
7. Mariana G.Y. Mineral and inorganic chemical composition of the Pernik coal. *International journal of coal geology*, 2017, vol. 72, Iss. 3–4, pp. 268–292.
8. Bitukova L., Motler R. Composition of oil shale ashes from pulverized firing and circulating fluidized-bed boiler in Narva thermal power plants. *Oil shale*, 2010, vol. 27, no. 4, pp. 339–353.
9. Oni S.O., Olugbenda E.A., Chidimma C.N. Characterization of ash content, coking tendencies and evaluation of physicochemical properties of Okobo coals. *Petroleum and coal*, 2017, vol. 59 (3), pp. 397–411.
10. Efimov V.I., Korchagina T.V., Antonov A.I. On the issue of coal sludge processing. *Russian coal journal*, 2018, no. 2, pp. 77–81. In Rus.
11. Eskenazy G.M., Stefanova Y.S. Trace elements in the Goze Delchew coal deposit. *International journal of coal geology*, 2017, vol. 72, Iss. 3–4, pp. 257–267.
12. Nazarenko N.K., Bagin V.Y., Saltykova S.N., Kononov G.V. Physicochemical properties of fuel shales. *Coke and Chemistry*, 2014, vol. 57, no. 3, pp. 129–133.
13. Syrkov A.G., Sychev M.M., Silivanov M.O., Rozhkova N.N. Alteration of the acid-base properties of the oxidized surface of disperse aluminum during the adsorption of ammonium compounds

- and the antifriction effect. *Glass Physics and Chemistry*, 2018, vol. 44, no. 5, pp. 474–479.
14. Ogirbat Punsalmaagijn, Coal industry of Mongolia: state and prospects of development. *Journal of Mining institute*, 2017, vol. 226, pp. 420–427. In Rus.
  15. Nazarenko M.Yu., Kondrasheva N.K., Saltykova S.N. Efficiency of applying oil shale and ash-shale wastes for water treatment from organic pollutants. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 9, pp. 95–103. In Rus.
  16. Andriamihaja S., Padmamabhan E. Characterization of pore system changes induced by dissolution in carbonate rocks. *Petroleum and coal*, 2017, vol. 59 (5), pp. 582–589.
  17. Bazhin V.Yu., Sharikov F.Yu., Feshchenko E.O., Sudnitsie E.O. Impact on the structure and properties of coal in extreme heat treatment. *International research journal*, 2017, no. 7, pp. 13–15. In Rus.
  18. Rushev D.D. *Khimiya tverdogo topliva* [Solid fuel chemistry]. Leningrad, Khimiya Publ., 1976. 256 p.
  19. Dmitrieva G.P., Chereponova T.S. Wear-resistant cobalt alloys for strengthening of band flanges of GTE blades. *Texnologicheskie sistemy*, 2017, № 2, PP. 46–49. In Rus. Gogoberidze D.B. *Tverdost i metody ee izmereniya* [Hardness and methods of its measurement]. Moscow, Mashgiz Publ., 1952. 318 p.
  20. Nazarenko M.Yu., Kondrasheva N.K., Saltykova S.N. Influence of thermal transformations in oil shale on their properties. *Tsvetnye metally*, 2017, no. 7, pp. 29–33. In Rus.

Received: 23 November 2018.

#### Information about the authors

**Svetlana N. Saltykova**, Cand. Sc., associate professor, Saint-Petersburg Mining University.

**Maxim Yu. Nazarenko**, assistant, Saint-Petersburg Mining University.

УДК: 55:504.5:550.42:631.4:665.63.013

## ИЗМЕНЕНИЕ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ВЕРХНЕГО ГОРИЗОНТА ПОЧВ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

**Боев Владислав Викторович<sup>1</sup>,**  
v.-3@mail.ru

**Барановская Наталья Владимировна<sup>1</sup>,**  
natalya.baranovs@mail.ru

**Боев Виктор Александрович<sup>2</sup>,**  
vikboev2009@mail.ru

**Джамбаев Мерей Тлеуканович<sup>1,3</sup>,**  
merai-semei@mail.ru

**Шахова Татьяна Сергеевна<sup>1</sup>,**  
tatyagns29@yandex.ru

**Жорняк Лина Владимировна<sup>1</sup>,**  
zhornyak\_lina@mail.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup> Тюменский государственный университет,  
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

<sup>3</sup> Научно-исследовательский институт радиационной медицины и экологии некоммерческого акционерного общества  
«Медицинский университет Семей»,  
Казахстан, 071400, г. Семей, ул. Гагарина, 258.

**Актуальность** исследования обусловлена отсутствием данных по воздействию многих нефтеперерабатывающих заводов и прочих техногенных объектов на прилегающие почвы для конкретных регионов при изученности общей геохимической специфики промышленных отраслей

**Цель** исследования состоит в выявлении специфики воздействия нефтеперерабатывающих заводов и некоторых прочих техногенных объектов на почвы путем сопоставления элементного состава с данными условно-фоновой территории и кларком.

**Объекты:** почвы Тюменского федерального заказника и территорий расположения Антипинского, Омского, Ачинского, Павлодарского нефтеперерабатывающих заводов, почвы населенных пунктов Томской области и г. Томска, почвы территории, подверженной воздействию бывшего Семипалатинского испытательного полигона.

**Методы:** выбор и подготовка пробных площадок, отбор и подготовка почв, определение элементного состава инструментальным нейтронно-активационным и атомно-абсорбционным методами, интерпретация результатов

**Результаты.** Исследован элементный состав верхнего горизонта почв восточной части Тюменского федерального заказника, территории расположения Антипинского, Омского, Ачинского, Павлодарского нефтеперерабатывающих заводов, районов расположения предприятий г. Томска, зоны влияния бывшего Семипалатинского испытательного полигона. В результате сравнения с данными для региональных почв выявлена геохимическая специфика каждого техногенного района. Отражено отличие в элементном составе почв, прилегающих к разным нефтеперерабатывающим заводам, что определяется как техническими параметрами самих предприятий, так и экологическими условиями территорий их расположения. Путем сопоставления с кларком и условно-фоновой территорией установлен уровень загрязнения и спектр химических элементов, характеризующихся повышенным содержанием, для названных территорий. На примере Антипинского нефтеперерабатывающего завода изучено пространственное распределение элементов по удаленности и сторонам света от техногенного объекта.

### **Ключевые слова:**

Элементный состав почв, Тюменский федеральный заказник, Антипинский НПЗ, техногенное воздействие на почвы, почвы г. Томска, Павлодарский НПЗ, почвы Томской области, Ачинский НПЗ, территория влияния бывшего Семипалатинского испытательного полигона, Омский НПЗ.

### **Введение**

Изменение процессов миграции и накопления химических элементов в различных природных средах под влиянием техногенных процессов как на глобальном, так и на локальном уровнях изучают с момента введения термина «техногенез» [1].

За это время накоплено много данных по миграции химических элементов в компонентах биогеоценозов и изменениям природных сред в условиях техногенеза [2–10]. Однако весьма актуальны в настоящее время вопросы выбора условного фона и установления особенностей распределения химических элементов, а также их совокупного эффек-

та на локальных территориях, подверженных специфическому антропогенному влиянию.

Месторождения углеводородного сырья открыты в 90 странах. К данному моменту переработано более 90 млрд т нефти. К 2001 г., по данным Oil&Gas Journal, по миру функционировало 742 нефтеперерабатывающих завода (НПЗ). Их общая мощность составляла 4,07749 трлн т нефти в год либо 81,25159 млн баррелей в сутки. Средняя мощность НПЗ – 5,48 млн т в год. При этом использование углеводородного сырья все возрастает, особенно в развитых странах. Так, количество использованного за последние 25–30 лет топливно-энергетических ресурсов равно количеству, потраченному за всю прошедшую историю человечества.  $\frac{3}{4}$  из него составляют нефть и газ.

Функционирование нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности сопровождается утечками нефти, сжиганием попутных газов, влиянием изливаемых нефтяных вод и хранением шламов [11]. Таким образом, данные объекты оказывают воздействия различного рода на компоненты природной среды [12 и др.] и здоровье людей [13–18 и др.].

Большинство исследований влияния нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности на природную среду сосредоточено на углеводородах как основных загрязнителях данной отрасли и некоторых прочих химических соединениях [19–23 и др.]. Однако помимо них НПЗ поставляют в окружающую среду и многие прочие вещества, специфическими среди которых являются: Br, Sb, La, Tb, Yb, Ce, As, Hg, Zn, Co. К тому же нефтеперерабатывающие заводы различаются составом выбросов и их распространением [24–26 и др.]. Известны общие факторы, определяющие этот состав для промышленных объектов [27]. Эти факторы индивидуальны для каждого предприятия и района: технические параметры, особенности места расположения (рельеф, преимущественное направление ветра и т. д.). НПЗ характеризуются наличием множества источников выбросов с различными параметрами [28] и их сложным составом, характеризующимся выявленными специфическими элементами [29], концентрирующимися в различных компонентах природной среды.

В результате их разнота загрязнения распространяется от техногенных объектов в виде ореолов, форма и размер которого определяются параметрами предприятия, а также природными факторами, прежде всего, преимущественными направлениями ветра [27]. Также на степень загрязнения атмосферы влияет мощность НПЗ, особенности технологических схем, арматуры, проектных решений, техническое состояние оборудования и коммуникаций.

Ввиду этого актуально более обширное поэлементное исследование выбросов НПЗ и экологического воздействия каждого из них.

К тому же важны пространственные закономерности распространения выбросов от объекта.

Изучение влияния нефтеперерабатывающей промышленности на природные среды и объекты является важной геоэкологической задачей. Очень большую долю испускаемых загрязняющих веществ нефтеперерабатывающей промышленности составляют атмосферные выбросы. По загрязнению атмосферы нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность находятся на 4 месте среди прочих отраслей [28]. Причем местными НПЗ выбрасывается в атмосферу 0,45 % перерабатываемого сырья в сравнении с 0,1 % западных НПЗ. Наибольшее воздействие оказывается на среды, непосредственно контактирующие с атмосферой: растительность и почву. Каждый из данных природных компонентов имеет определенные индикаторные параметры. Значение изучения почвы определяется следующими факторами. Во-первых, существенная часть выбросов НПЗ попадает в почву. Во-вторых, отсюда загрязнители распространяются по наземным живым организмам, прежде всего растениям. Существенное значение в геоэкологических исследованиях имеют особенности компонентов природной среды, называемые индикаторными параметрами. В контексте исследований элементного состава они состоят в различных параметрах накопления разных химических элементов. Таким образом, каждый компонент природной среды отражает специфические параметры техногенного воздействия [30, 31].

Геоэкологические исследования, направленные на выявление техногенного воздействия, осуществляют путем сопоставления показателей техногенных территорий с какими-либо значениями, принятыми за естественные. Они могут быть представлены средними показателями содержания химических элементов в каком-либо компоненте природной среды, называемыми кларками, либо аналогичными значениями для конкретного региона. Подход с применением региональных данных считают более корректным. Это объясняется тем, что каждый регион характеризуется конкретной геохимической спецификой, которая может значительно отличаться от общей. Таким образом для корректного выявления техногенного воздействия на природные компоненты следует использовать с целью сопоставления местный фон. Изучение в совокупности с этим воздействия предприятий ведущей региональной отрасли промышленности позволяет выявить экологическую специфику. Однако во многих случаях возникает проблема поиска фоновой территории, учитывая современные масштабы техногенеза и урбанизации. Наиболее подходящими объектами с данной точки зрения считают особо охраняемые территории, где не ведется хозяйственная и промышленная деятельность.

#### Материалы и методы

В данной работе было проведено сравнение почв территории Тюменского федерального заказника в качестве условно-фоновых и почв вблизи

Антипинского нефтеперерабатывающего завода.

В фоновых условиях отбор почв производился с предварительно созданной площадки на территории Тюменского федерального заказника у его восточной границы, вблизи поселка Бухтал, общей площадью 0,25 га в соответствии с [32]. На техногенной территории отбор проб почвы вблизи Антипинского НПЗ, находящегося на юго-восточной окраине г. Тюмени и функционирующего с 2006 г., производился в соответствии с [33] по системе концентрических окружностей. Помимо этого, три разреза размещены на территории, наименее затронутой урбанизацией и близкой по ландшафту к условно-фоновой. Территория отбора радиусом чуть более 2 км от НПЗ была произвольно подразделена на 3 зоны (420–490, 700–1130, 1300–2170 м).

Кроме того, с целью проведения сравнительного анализа и выявления специфики предприятий нефтепереработки нами были отобраны пробы в районе деятельности Омского (функционирует с 1955 г.), Ачинского (с 1982 г.), Павлодарского (с 1978 г.) НПЗ. Проведен также сравнительный анализ с почвами территории, характеризующейся комплексным техногенезом (г. Томск), а также ядерным техногенезом (бывший Семипалатинский испытательный полигон (СИП)). В качестве условно-фоновых были использованы почвы Тюменского федерального заказника (ТФЗ).

Тюмень расположена в зоне умеренно-континентального климата. В изученных районах преобладают смешанные, хвойные и лиственные леса, почвы – дерново-подзолистые, урбаноземы. Томская область находится в условиях континентально-циклонического климата. Преобладают леса (хвойные, смешанные, широколиственные) и лесостепи, почвы – подзолистые, дерново-подзолистые, серые лесные, черноземы, пойменные, болотные, урбаноземы. Для Омска характерен резко-континентальный климат. Из ландшафтов преобладают лесостепи и степи. Почвы в районе НПЗ представлены серыми лесными, выщелоченными черноземами, луговыми, черноземно-луговыми, солонцами. Ачинск находится в зоне резко-континентального климата в зоне лесостепей и гористой местности, покрытой хвойными, лиственными и смешанными лесами. Почвы – серые лесные, темно-серые, черноземы. Для Павлодара характерен резко-континентальный климат. Около города преобладают луга, степи и хвойные леса, почвы – темно-каштановые. Восточно-Казахстанская область (ВКО) характеризуется резко-континентальным климатом. В рассматриваемом районе области преобладают степи и хвойные леса, почвы – борových песков, каштановые, низкогорные, солонцы.

Общее количество проб почвы составило 393, включая 5 для ТФЗ, 23 для Антипинского НПЗ, 24 для Омского, 25 для Ачинского, 10 для Павлодарского, 61 для г. Томска, 192 для Томской области, 53 для бывшего СИП.

Отбор почв на территории Тюменской области производился из разрезов в соответствии с рекомендациями Б.Г. Розанова, Г.С. и А.Г. Фоминых и методами изучения лесных сообществ [34, 35]. На основных точках данной урбанизированной территории вместо разрезов использовались прикопки для отбора верхнего горизонта почвы в соответствии с рекомендациями Г.С. и А.Г. Фоминых [35].

Ландшафт условно-фоновой территории Тюменского федерального заказника представлен березово-сосновым с липой лесом. Техногенная территория представлена окрестностями Антипинского НПЗ (природно-техногенная территория радиусом около 2 км от объекта) с различной степенью техногенного преобразования. Наиболее затронута территория к северу от завода, представленная урбанизированным районом в виде поселка Антипино до берега реки Тура. В южном направлении находится наименее затронутая техногенезом территория, представленная лиственными, хвойными и смешанными участками леса с небольшим количеством техногенных объектов. На востоке и западе находятся урбанизированные территории с небольшими участками лиственного леса. Согласно классификации СССР, почвы условно-фоновой территории представлены дерново-подзолистым типом [36], материнские породы – песчано-аллювиальными отложениями, о чем свидетельствует преобладание легких и средних суглинков. Почвы техногенной территории представлены дерново-подзолистыми и урбоземами в зависимости от техногенной измененности территории. Подстилающие породы на исследуемом участке условно-фоновой территории представлены верхнеолигоценовыми алевроитами и алевроистыми глинами туртасской свиты с линзами тонкозернистых песков, на техногенной территории – средне- и верхнеоценовыми алевроистыми зеленоцветными глинами тавдинской свиты с присыпками и гнездами песков и алевроитов, прослоями кварцево-глауконитовых песков и включениями глинистых сидеритов, и сменяющими их к югу нижнеолигоценовыми песками куртамышской свиты с прослоями глин, алевроитов, с линзами лигнита и включениями растительных остатков [37].

Содержание химических элементов в почвах было определено инструментальным нейтронно-активационным анализом в ядерно-геохимической лаборатории ТПУ. Измерение осуществлялось на многоканальном анализаторе импульсов АМА 02Ф с полупроводниковым Ge-Li детектором ДГДК-63А. Плотность потока тепловых нейтронов в канале облучения составляла  $2 \cdot 10^{13}$  нейтр./см<sup>2</sup>·с. Продолжительность облучения проб – до 20 часов. В качестве стандартного образца использовался БИЛ-1 [38]. Измерение содержания рутити осуществлялось на РА-915+ с приставкой РП-91С с использованием пакета РП-91С (стандартный образец – ГСО-290).

Для получения статистических показателей использовался пакет анализа Statistika 6.0. Справ-

**Таблица 1.** Содержание химических элементов в верхнем горизонте почв территорий с различной техногенной нагрузкой

**Table 1.** Content of chemical elements in the upper horizon of the soils of territories with different anthropogenic load

Элементы Elements	Среднее для населенных пунктов Average for settlements		Тюменская область Tyumen region		Томская область Tomsk region		БКО East Kazakhstan Region	
	Хутора, малые поселки, станицы Farms, small villages, stanitsy [40]	Города >700 тыс. чел. Cities >700 thousands people [40]	Тюменский федеральный заказник Tyumen Federal Reserve	г. Тюмень [41, 42]	Населенные пункты Томской области Settlements of the Tomsk region	Районы расположения промышленных предприятий г. Томска (среднее) Location of industrial enterprises of Tomsk (average)	Район с. Сосновка [43] District Sosnovka	Территории, прилегающие к бывшему СИП Territories adjacent to the former STS
Na	–	6600	4621	–	8700	–	–	15549±352
Ca	–	17100	8052	–	20760	16000	–	20686±1514
Sc	6	8,6	2,5	–	8,7	10,9	–	11±0,5
Cr	53	83	134	94 (61±18)	119	128	20	75±2,9
Fe	–	19600	6008	–	23002	29500	–	31104±1216
Co	11	16	5	17 (56±17)	12	–	4,2	12±0,8
Zn	98	201	16	64 (64±19)	–	182	52	205±12
As	22	25	1,4	–	4,5	14	–	5,7±0,3
Br	–	–	0,84	–	19	10	–	13±1,2
Rb	–	58	30	–	77	72	–	67±5,1
Sr	232	358	66	183	210	НПО>50 %	122	159±19
Ag	–	0,4	–	–	1,9	–	–	<1
Sb	–	–	0,26	–	1,2	3,6	–	1±0,1
Cs	–	–	0,61	–	3,1	3,3	–	2,8±0,2
Ba	537	881	289	–	501	423	–	437±16
La	–	15	8	–	23	26	–	23±0,7
Ce	–	–	20	–	45	56	–	50±2
Nd	–	–	7	–	–	–	–	16±1,5
Sm	–	–	1,3	–	4,8	5,2	–	4,54±0,2
Eu	–	–	0,25	–	0,84	1,2	–	0,9±0,1
Tb	–	–	0,23	–	0,68	0,99	–	0,6±0,05
Yb	2,7	2,5	1,3	–	2,3	2,7	–	2,5±0,08
Lu	–	–	0,11	–	0,4	0,39	–	0,4±0,01
Hf	–	–	5,8	–	5,5	6,2	–	5,2±0,2
Ta	1	1	0,38	–	0,9	1,1	–	0,7±0,07
Au	–	–	НПО>50 %	–	0,03	0,014	–	0,01±0,003
Hg	–	–	0,026	(0,11±0,051)	–	–	–	–
Th	–	–	2,5	–	2,7	7,1	–	6,8±0,3
U	–	–	0,77	–	2,3	2,1	–	2,6±0,1

нительный анализ проводился с применением коэффициента ранговой корреляции Спирмена ( $p < 0,5$ ). Для характеристики специфики формирования геохимического фона использовался коэффициент концентрации химических элементов (Кк), равный отношению его содержания в данной среде к фоновому. Для оценки степени загрязнения применяли суммарный показатель загрязнения ( $Z_c$ ), равный разности суммы коэффициентов концентрации химических элементов больше единицы и суммы количества этих элементов без одного из них, с дифференциацией значений [39].

#### Результаты исследования и обсуждение

Результаты сравнения данных районов с разной техногенной нагрузкой ярко демонстрируют влияние урбанизированных территорий с различными источниками техногенного воздействия на специфическое концентрирование элементов в верхнем горизонте почв. Данная закономерность более высоких концентраций специфических химических элементов для урбанизированных зон отмечена в работе [40].

Согласно этим данным, для почв крупных городов, в сравнении с селами и поселками, характерно повышенное накопление большинства химических элементов, за исключением Yb и Ta. Нами для г. Тюмени отмечено повышенное содержание Co, Zn, Sr, Hg, но пониженное Cr. Для урбаноземов г. Томска отмечено более высокое концентрирование Sc, Cr, Fe, Co, As, Sb, Cs, La, Ce, Sm, Eu, Tb, Yb, Hf, Ta, Th и пониженное содержание Ca, Br, Rb, Ba, Lu, Au, U относительно населенных пунктов области. Для зоны влияния бывшего Семипалатинского испытательного полигона отмечается повышенное накопление Cr, Co, Zn, Sr в сравнении с условно-фоновой территорией Восточно-Казахстанской области.

При сопоставлении результатов для почв Тюменской области с данными для Томска и Томской области выявлено значительно меньшее содержание большинства рассмотренных химических элементов. К исключениям относятся Cr и отчасти Hf и Th (табл. 1).

В целом следует отметить тот факт, что независимо от региона и типов почв наблюдается влияние

процессов техногенеза на формирование геохимической специализации. В то же время существенным является вопрос специфики предприятий каждой территории и ее отражения в составе почвенного покрова. Так, для территории Западной Сибири отмечено специализированное накопление сурьмы, брома и ряда других элементов на территориях нефтегазодобычи и переработки [29]. Этот геохимический спектр ярко отличается от такового, сформировавшегося в районах воздействия предприятий энергетического или ядерно-топливного цикла.

**Таблица 2.** Содержание химических элементов в верхнем горизонте почв территорий, подверженных воздействию НПЗ

**Table 2.** Content of chemical elements in the upper horizon of the soil of areas exposed to refineries

Элементы Elements	Территории, прилегающие к НПЗ Territories adjacent to oil refinery			
	Антипинскому Antipinsky	Омскому Omsk	Ачинскому Achinsk	Павлодарскому Pavlodar
Na	7205±189	8800±200	8900±300	15300±400
Ca	9189±443	15000±1100	16500±700	14200±1300
Sc	3,5±0,44	8,8±0,45	13±0,31	7,5±0,7
Cr	116±11	169±48	109±4,61	60±6,11
Fe	9255±920	23800±1200	36200±900	22500±1700
Co	7,1±1,2	13±0,5	18±0,56	8,3±0,7
Zn	18±6	81±18,7	88±3,44	49±5,42
As	1,5±0,14	5,5±0,26	7±0,4	5,6±0,41
Br	1,5±0,37	18±1,9	34±3,1	1±0,72
Rb	36±2,5	79±2,7	97±2,2	77±4,29
Sr	НПО>50	73±12,4	105±17,2	182±34
Sb	0,4±0,069	0,76±0,05	0,84±0,04	0,79±0,06
Cs	0,86±0,094	3,4±0,16	4,6±0,16	2,8±0,4
Ba	287±10	377±10,2	478±14	398±11
La	9,5±0,74	22±0,7	31±0,7	20±1,6
Ce	26±1,9	51±1,5	66±1,36	42±2,61
Nd	4,6±0,8	18±0,9	23±0,9	15±0,9
Sm	1,9±0,13	4,1±0,12	5,5±0,12	3,7±0,23
Eu	0,48±0,036	0,83±0,04	1,3±0,03	0,72±0,05
Tb	0,29±0,026	0,6±0,03	0,91±0,04	0,59±0,05
Yb	1±0,066	2,1±0,07	2,9±0,06	2,1±0,14
Lu	0,13±0,011	0,31±0,01	0,42±0,01	0,28±0,02
Hf	5,7±0,41	6,2±0,26	6,3±0,2	4,2±0,41
Ta	0,35±0,059	0,65±0,05	0,92±0,05	0,56±0,05
Au	НПО>50	0,01±0,001	0,01±0,008	0,01±0,001
Hg	0,028±0,0041	0,09±0,02	0,03±0,01	0,2±0,05
Th	3±0,25	6,9±0,3	8,9±0,3	5,8±0,46
U	0,62±0,05	1,9±0,12	2,6±0,13	2,1±0,14

Наши исследования по содержанию химических элементов в почвах района расположения Антипинского нефтеперерабатывающего предприятия свидетельствуют о том, что имеет место специфика накопления, не только отличная от приведенного по Западной Сибири комплекса элементов, но и характеризующая каждое отдельное предприятие. Геохимические показатели формируются в зависимости от длительности работы предприятия, применения технологических схем, а также влияния различных типов катализаторов, часто используемых на таких объектах. В сравнении с почвами территорий расположения некото-

рых других НПЗ содержание большинства химических элементов в почве района Антипинского НПЗ значительно ниже (табл. 2). Исключение составляют Cr и Hf.

Наименьшая загрязненность почв территории Антипинского НПЗ в сравнении с используемыми данными подтверждается при сопоставлении значений содержания химических элементов с кларком [44] (табл. 3). Так, в данном случае наблюдаются повышенные коэффициенты концентрации лишь для Na и Cr, а показатель суммарного загрязнения равен 1. Наибольший суммарный показатель загрязнения имеет территория г. Томска (средний уровень), для которой характерно комплексное техногенное воздействие. На втором месте находится территория, подверженная воздействию бывшего СИП (низкий уровень). При этом для двух данных объектов близки спектры химических элементов с повышенными коэффициентами концентрации. Следует отметить, что только на этих территориях встречаются высокие концентрации Au и Lu. Также весьма значительным спектром элементов с повышенным содержанием характеризуется территория, прилегающая к Ачинскому НПЗ, при суммарном показателе загрязнения, характеризующемся, согласно [39], как низкий.

Среди рассмотренных территорий расположения НПЗ наибольшим загрязнением по отношению к кларку, как по количеству химических элементов с повышенными коэффициентами концентрации, так и по суммарному показателю загрязнения, соответствующему низкому уровню загрязнения, характеризуются почвы территории расположения Ачинского НПЗ. При этом по показателю суммарного загрязнения остальные рассмотренные районы, подверженные влиянию нефтеперерабатывающих предприятий, характеризуются отсутствием загрязнения. Почвы, прилегающие к бывшему СИП, при том же количестве химических элементов с повышенными коэффициентами концентрации, что и почвы возле Омского НПЗ, имеют средний уровень загрязнения. Наибольший суммарный показатель загрязнения, соответствующий среднему уровню, имеют почвы г. Томска. Близкий уровень загрязнения почв территорий расположения предприятий г. Томска и прилегающих к бывшему СИП и сходный спектр элементов с повышенными коэффициентами концентрации, предположительно, связаны с аналогичным характером техногенной нагрузки, оказываемой предприятиями ядерно-топливного цикла.

Кроме того, изученные территории, подверженные техногенному воздействию, были нормированы относительно условного фона (табл. 4). Ввиду того, что данная территория характеризуется меньшими значениями содержания химических элементов в сравнении с кларком, для изученных данных всех районов большинство химических элементов имеют повышенные коэффициенты концентрации.

**Таблица 3.** Геохимический ряд и суммарный показатель загрязнения для верхнего горизонта почв территорий, подверженных воздействию факторов техногенеза, относительно кларка [44]

**Table 3.** Geochemical series and the total pollution indicator for the upper soil horizon of territories subject to the influence of factors of technogenesis, relative to the clark

Антипинскому НПЗ Antipinsky oil refinery	$Cr_{1,9} > Na_{1,1} > Hf_{0,82} > Co_{0,79} > Ca_{0,67} > Ba_{0,57} > Ce_{0,52} > Rb_{0,51} > Eu_{0,48} > Th_{0,46} > Sb_{0,44} > Sc_{0,44} > Tb_{0,41} > U_{0,41} > Lu_{0,38} > Sm_{0,38} > Ta_{0,35} > Yb_{0,33} > Zn_{0,3} > Cs_{0,29} > Hg_{0,28} > As_{0,26} > Fe_{0,24} > La_{0,24} > Nd_{0,14} > Br_{0,045}$	$Z_c = 2$
Омскому НПЗ Omsk oil refinery	$Cr_{2,8} > Co_{1,4} > Na_{1,4} > Zn_{1,4} > U_{1,3} > Cs_{1,1} > Rb_{1,1} > Sc_{1,1} > Ca_{1,1} > Th_{1,1} > Ce_{1,1} > As_{0,92} > Hg_{0,9} > Lu_{0,89} > Hf_{0,89} > Tb_{0,86} > Sb_{0,84} > Eu_{0,83} > Sm_{0,82} > Ba_{0,75} > Yb_{0,7} > Ta_{0,65} > Fe_{0,63} > La_{0,55} > Br_{0,55} > Nd_{0,55} > Sr_{0,33}$	$Z_c = 5$
Ачинскому НПЗ Achinsk oil refinery	$Co_2 > Cr_{1,8} > U_{1,7} > Sc_{1,6} > Cs_{1,5} > Zn_{1,5} > Na_{1,4} > Rb_{1,4} > Th_{1,4} > Ce_{1,3} > Tb_{1,3} > Eu_{1,3} > Ca_{1,2} > Lu_{1,2} > As_{1,2} > Sm_{1,1} > Br_{1,1} > Yb_{0,97} > Ba_{0,96} > Fe_{0,95} > Sb_{0,93} > Ta_{0,92} > Hf_{0,9} > La_{0,78} > Nd_{0,7} > Sr_{0,48} > Hg_{0,3}$	$Z_c = 8$
Павлодарскому НПЗ Pavlodar oil refinery	$Na_{2,4} > Hg_2 > U_{1,4} > Rb_{1,1} > Ca_1 > Cr_1 > Sc_{0,94} > Cs_{0,93} > As_{0,93} > Co_{0,92} > Th_{0,89} > Sb_{0,88} > Tb_{0,84} > Ce_{0,84} > Sr_{0,83} > Zn_{0,82} > Lu_{0,8} > Ba_{0,8} > Sm_{0,74} > Eu_{0,72} > Yb_{0,7} > Hf_{0,6} > Fe_{0,59} > Ta_{0,56} > La_{0,5} > Nd_{0,45} > Br_{0,03}$	$Z_c = 4$
бывшему СИП former STS	$Au_{10} > Zn_{3,4} > Na_{2,5} > U_{1,7} > Ca_{1,5} > Sc_{1,4} > Co_{1,3} > Cr_{1,3} > Lu_{1,1} > Sb_{1,1} > Th_{1,1} > Ce_{1,1} > Rb_{0,96} > As_{0,95} > Cs_{0,93} > Sm_{0,91} > Eu_{0,9} > Ba_{0,87} > Tb_{0,86} > Yb_{0,83} > Fe_{0,82} > Hf_{0,74} > Sr_{0,72} > Ta_{0,7} > La_{0,58} > Nd_{0,48} > Br_{0,39}$	$Z_c = 16$
Территория расположения предприятий г. Томска Location of Tomsk enterprises	$Au_{14} > Sb_4 > Zn_3 > As_{2,3} > Cr_{2,1} > Co_{1,9} > Tb_{1,4} > U_{1,4} > Sc_{1,4} > Eu_{1,2} > Ca_{1,2} > Lu_{1,1} > Ta_{1,1} > Cs_{1,1} > Th_{1,1} > Ce_{1,1} > Sm_{1,1} > Rb_{1,1} > Yb_{0,9} > Hf_{0,89} > Ba_{0,85} > Fe_{0,78} > Sr_{0,72} > La_{0,65} > Br_{0,3}$	$Z_c = 24$

Примечание: для 26 химических элементов для Антипинского НПЗ (Au, Sr ниже предела обнаружения), для 27 химических элементов для Омского, Ачинского, Павлодарского НПЗ (Au ниже предела обнаружения), для 27 химических элементов для бывшего СИП (не определена Hg), для 25 химических элементов для г. Томска (не определены Na, Nd и Hg, Sr ниже предела обнаружения), жирным выделены химические элементы с коэффициентами концентрации  $\geq 1$ , курсивом  $\geq 1,5$ , подчеркиванием  $\geq 5$ .

Note: for 26 chemical elements for the Antipinsky Oil Refinery (Au, Sr below the detection limit), for 27 chemical elements for the Omsk, Achinsky, Pavlodar Oil Refineries (Au below the detection limit), for 27 chemical elements for the former self-supporting insulator (not defined Hg), for 25 chemical elements for the city of Tomsk (Na, Nd and Hg, Sr are not defined below the detection limit), bold chemical elements with concentration coefficients  $\geq 1$ , italics  $\geq 1,5$ , underlining  $\geq 5$ .

Среди рассмотренных территорий район расположения Антипинского НПЗ характеризуется наименьшими количеством элементов с повышенными коэффициентами концентрации и суммарным показателем загрязнения, соответствующим фоновым условиям. К тому же в отличие от прочих изученных территорий здесь отсутствуют крайне высокие коэффициенты концентрации (все  $< 2$ ). Это, по нашему мнению, может быть связано с незначительным, по сравнению с другими предприятиями, временем функционирования данного производства. Для территории расположения Павлодарского НПЗ характерны повышенные коэффициенты концентрации для всех химических элементов,

за исключением Hf и Cr, и суммарный показатель загрязнения, соответствующий высокому уровню загрязнения. Для почв, прилегающих к Омскому НПЗ, характерны повышенные коэффициенты концентрации для всех изученных химических элементов и высокий уровень загрязнения. Территория расположения Ачинского НПЗ отличается наибольшим среди рассмотренных районов суммарным показателем загрязнения. Коэффициенты концентрации повышены для всех химических элементов, кроме Cr. Почвы территории, прилегающей к бывшему СИП, также характеризуются высоким уровнем загрязнения. Коэффициенты

**Таблица 4.** Геохимический ряд и суммарный показатель загрязнения для верхнего горизонта почв территорий, подверженных воздействию факторов техногенеза, относительно условно-фоновой

**Table 4.** Geochemical series and the total pollution indicator for the upper soil horizon of territories subject to the influence of factors of technogenesis relative to conditional background

Антипинскому НПЗ Antipinsky oil refinery	$Eu_{1,8} > Br_{1,7} > Na_{1,6} > Fe_{1,5} > Sb_{1,4} > Sm_{1,4} > Co_{1,4} > Cs_{1,3} > Sc_{1,3} > Ce_{1,3} > Sr_{1,2} > Rb_{1,2} > Lu_{1,2} > Zn_{1,2} > Tb_{1,2} > Th_{1,2} > La_{1,2} > Ca_{1,1} > Ba_1 > Hg_1 > As_1 > Hf_{0,96} > Ta_{0,92} > U_{0,87} > Cr_{0,84} > Yb_{0,8} > Nd_{0,74}$	$Z_c = 7$
Омскому НПЗ Omsk oil refinery	$Br_{2,2} > Cs_{5,6} > Zn_{5,2} > Fe_4 > As_{3,9} > Sc_{3,5} > Hg_{3,5} > Eu_{3,3} > Sm_{3,1} > Sb_{2,9} > Lu_{2,9} > Th_{2,8} > La_{2,7} > Rb_{2,7} > Tb_{2,6} > Co_{2,6} > Nd_{2,6} > Ce_{2,5} > U_{2,5} > Na_{1,9} > Ca_{1,9} > Ta_{1,7} > Yb_{1,7} > Ba_{1,3} > Cr_{1,3} > Sr_{1,1} > Hf_{1,1}$	$Z_c = 67$
Ачинскому НПЗ Achinsk oil refinery	$Br_{41} > Cs_{7,5} > Fe_6 > Zn_{5,6} > Eu_{5,2} > Sc_{5,2} > As_{4,9} > Sm_{4,1} > Tb_4 > Lu_{3,9} > La_{3,9} > Co_{3,6} > Th_{3,6} > U_{3,4} > Nd_{3,3} > Rb_{3,3} > Ce_{3,2} > Sb_{3,2} > Ta_{2,4} > Yb_{2,3} > Ca_2 > Na_{1,9} > Ba_{1,7} > Sr_{1,6} > Hg_{1,2} > Hf_{1,1} > Cr_{0,8}$	$Z_c = 104$
Павлодарскому НПЗ Pavlodar oil refinery	$Hg_{7,7} > Cs_{4,6} > As_{3,9} > Fe_{3,7} > Na_{3,3} > Zn_{3,1} > Sb_3 > Sc_3 > Eu_{2,9} > Sm_{2,8} > Sr_{2,8} > U_{2,7} > Tb_{2,6} > Lu_{2,6} > Rb_{2,6} > La_{2,5} > Th_{2,3} > Nd_{2,1} > Ce_{2,1} > Ca_{1,8} > Yb_{1,7} > Co_{1,7} > Ta_{1,5} > Ba_{1,4} > Br_{1,2} > Hf_{0,72} > Cr_{0,45}$	$Z_c = 46$
бывшему СИП former STS	$Br_{16} > Zn_{13} > Au_{12} > Fe_{5,2} > Cs_{4,6} > Sc_{4,4} > As_4 > Sb_{3,8} > Lu_{3,7} > Eu_{3,6} > Sm_{3,4} > U_{3,4} > Na_{3,4} > La_{2,9} > Th_{2,7} > Tb_{2,6} > Ca_{2,6} > Ce_{2,5} > Co_{2,4} > Sr_{2,4} > Nd_{2,3} > Rb_{2,2} > Yb_2 > Ta_{1,8} > Ba_{1,5} > Hf_{0,89} > Cr_{0,56}$	$Z_c = 84$
Территория расположения предприятий г. Томска Location of Tomsk enterprises	$Au_{16} > Sb_{14} > Br_{12} > Zn_{12} > As_{9,9} > Cs_{5,4} > Fe_{4,9} > Eu_{4,8} > Tb_{4,4} > Sc_{4,3} > Sm_{3,9} > Lu_{3,6} > Co_{3,4} > La_{3,2} > Ta_{2,9} > Th_{2,9} > Ce_{2,7} > U_{2,7} > Rb_{2,4} > Yb_{2,2} > Ca_2 > Ba_{1,5} > Hf_{1,1} > Cr_{0,95}$	$Z_c = 99$

Примечание: для 26 химических элементов для Антипинского НПЗ (Au, Sr ниже предела обнаружения), для 27 химических элементов для Омского, Ачинского, Павлодарского НПЗ (Au ниже предела обнаружения), для 27 химических элементов для бывшего СИП (не определена Hg), для 25 химических элементов для г. Томска (не определены Na, Nd и Hg, Sr ниже предела обнаружения), жирным выделены химические элементы с коэффициентами концентрации  $\geq 1$ , курсивом  $\geq 1,5$ , подчеркиванием  $\geq 5$ .

Note: for 26 chemical elements for the Antipinsky oil refinery (Au, Sr below the detection limit), for 27 chemical elements for the Omsk, Achinsky, Pavlodar oil refineries (Au below the detection limit), for 27 chemical elements for the former self-supporting insulator (not defined Hg), for 25 chemical elements for the city of Tomsk (Na, Nd and Hg, Sr are not defined below the detection limit), bold chemical elements with concentration coefficients  $\geq 1$ , italics  $\geq 1,5$ , underlining  $\geq 5$ .

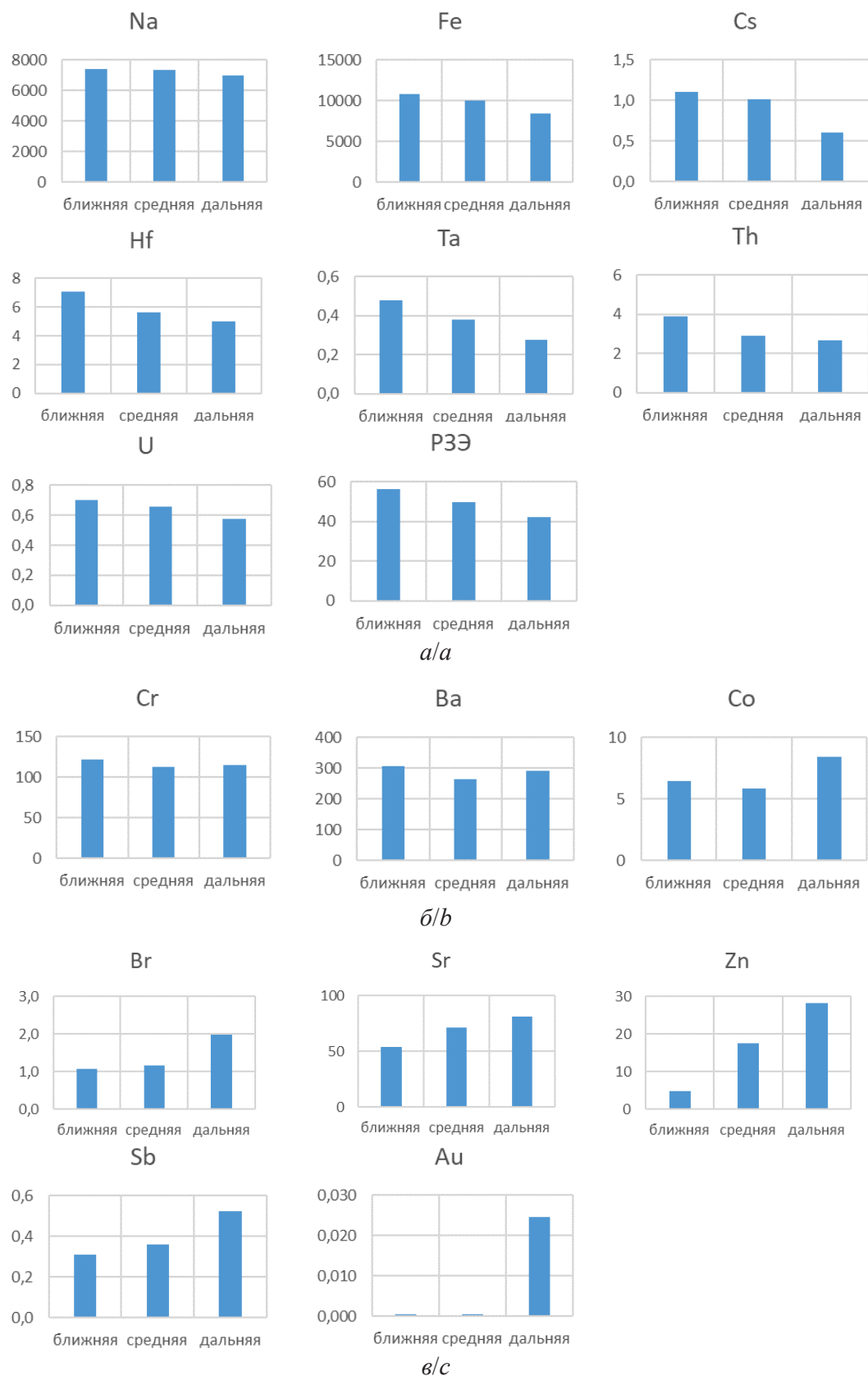


Рис. 1. Изменение содержания химических элементов в почвах с удалением от Антипинского НПЗ: а) с сокращением содержания с удалением от НПЗ; б) с наименьшим содержанием в средней зоне; в) с возрастанием содержания с удалением от НПЗ

Fig. 1. Changes in content of chemical elements in soils with distance from Antipinsky oil refinery: a) with reduction in the content with the distance from the refinery; b) with the lowest content in the middle zone; c) with increasing content with distance from the refinery

концентрации не превышены только для Hf и Cr. Почвы г. Томска характеризуются высоким уровнем загрязнения и повышенным содержанием всех рассмотренных элементов, кроме Cr.

Если рассматривать полученные значения коэффициентов концентрации, можно отметить, что для всех территорий специфичным является концентрирование брома в 2 и более раз. Исключение составляет Павлодарский НПЗ, где коэффициент концентрации для этого элемента составляет 1,2. При этом максимальные коэффициенты накопления отмечены нами для территорий расположения Омского (22) и Ачинского (41) комбинатов. Этот элемент способен формировать собственные локальные геохимические провинции на территориях деятельности как предприятий нефтепереработки и добычи, так и деятельности предприятий ядерно-топливного цикла [45]. Также для рассмотренных территорий, кроме зоны влияния Антипинского НПЗ, проявляется высокое накопление Zn, особенно для бывшего СИП и г. Томска. В первом случае это определяется территориальной спецификой, что отражается в концентрировании данного элемента в комплексе сред. Во втором случае имеет значение специфичность данного элемента для урбанизированных и промышленных районов (металлургия, автомобильные шины и др.). Приоритетное накопление Hg в районе Павлодарского НПЗ может объясняться общей экологической ситуацией [46].

В целом для рассмотренных территорий, подверженных комплексному техногенному воздействию, характерно высокое содержание Fe, Cs, Zn, As, Sc, Sb, Lu, Eu. При этом для почв всех районов характерно невысокое накопление Hf и Cr.

Такой широкий спектр элементов, интенсивно накапливающихся на изученных территориях, объясняется сложным комплексным характером, сложившимся в результате деятельности не только предприятий нефтепереработки, а, как правило, многопрофильным воздействием других объектов, функционирующих на урбанизированных территориях.

Кроме того, было проанализировано пространственное распределение химических элементов от техногенного объекта – Антипинского НПЗ, с учетом преобладающего ветра.

Без учета ветра выявлено накопление многих из изученных элементов в ближней к НПЗ зоне. Однако ряд элементов концентрируется в дальней зоне, что может объясняться их высокой летучестью (рис. 1).

При этом в обоих случаях для большинства элементов наблюдается последовательное изменение содержания с удалением от НПЗ. Тенденцию однозначного уменьшения по удаленности от объекта имеют натрий, железо, цезий, радиоактивные (торий и уран), редкоземельные и гафний с танталом. При этом стоит отметить, что, например, тенденция концентрирования в ближней зоне группы редкоземельных элементов является характерным

признаком нефтеперерабатывающих предприятий, применяющих современные катализаторы [47].

По сторонам света для большинства химических элементов выявлено распределение, соответствующее розе ветров: преимущественное накопление в северном и восточном направлениях от НПЗ и минимальное в южном (рис. 2).

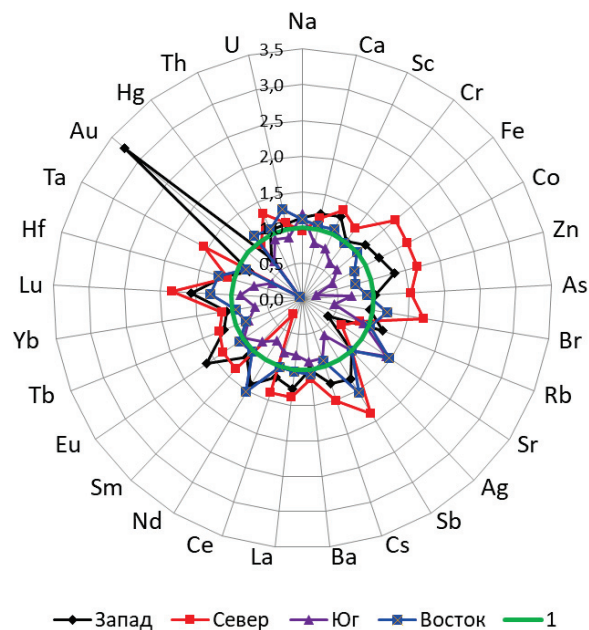


Рис. 2. Концентрирование химических элементов в верхнем горизонте почв по направлениям сторон света относительно Антипинского НПЗ по сравнению со средним по выборке

Fig. 2. Concentration of chemical elements in the upper horizon of the soils in the directions of the sides of the world relative to the Antipinsky oil refinery compared to the average for the sample

При этом для многих элементов отмечено весьма высокое накопление на западе, в частности для золота, что может объясняться переносом не только с территории завода, но и с территории города.

В целом специфика нефтеперерабатывающих предприятий определяется дополнительным привнесом значительного количества химических элементов в верхнем горизонте почв, прилегающих к объектам. При этом для каждого предприятия характерен свой спектр химических элементов, специфика которого определяется как длительностью его существования, так и мощностью НПЗ, особенностями технологических схем, арматуры, проектных решений, техническим состоянием оборудования и коммуникаций, а также влиянием городов с их геоэкологическими проблемами. Эта специфика более ярко проявляется при анализе изменений содержаний по удалению от предприятия с учетом ветрового переноса.

Кроме того, как было отмечено, изученные территории находятся в различных регионах с разными естественными условиями, поэтому различия в

элементном составе почв объясняются не только техногенным влиянием, но и природными факторами, прежде всего, минеральным и элементным составом почвообразующих пород и типом почв.

#### Выводы

1. Для каждой техногенной территории наблюдается специфический спектр химических элементов с повышенными содержаниями относительно фоновых территорий того же региона.
2. Почвы района расположения Антипинского

НПЗ характеризуются меньшим содержанием химических элементов в сравнении с почвами возле Павлодарского, Омского, Ачинского НПЗ, что объясняется отчасти значительно меньшим временем функционирования.

3. В пространственном распределении химических элементов относительно техногенного объекта наблюдается последовательное изменение содержания в зависимости от лутучести по удалению и существенное влияние преобладающего ветра по сторонам света.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ферсман А.Е. Геохимия. Т. 1. – Л.: Госхимтехиздат, Ленинград. отд-ние, 1933. – 328 с.
2. Ishchenko V., Vasylykivskyi I. Environmental pollution with heavy metals: case study of the household waste // Sustainable production: novel trends in energy, environment and material systems. – 2019. – V. 198. – P. 161–175.
3. X-Ray fluorescent method of heavy metals detection in soils of mining and chemical enterprises / V. Pohrebennyk, E. Dzhumelia, A. Mason, M. Cygnar // Proc. of 9<sup>th</sup> International Conference on Developments in eSystems Engineering (DeSE). – Liverpool, 2017. – P. 323–328.
4. Technogenic pollution of soil due to mining and chemical enterprises / V. Pohrebennyk, E. Dzhumelia, O. Korostynska, A. Mason, M. Cygnar // Proc. of 16<sup>th</sup> International Multidisciplinary Scientific Geoconferences & Expo SGEM. – Albena, 2016. – V. II. – Iss. 5. – P. 363–370.
5. Toxic substances in hazardous household waste / V. Ishchenko, V. Pohrebennyk, B. Borowik, P. Falat, A. Shaikhanova // Proc. of International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM. – Albena, 2018. – V. 18. – Iss. 4.2. – P. 223–230.
6. Assessment of batteries influence on living organisms by bioindication method / V. Ishchenko, V. Pohrebennyk, Y. Kozak, A. Kochanek, R. Politylo // Proc. of 16<sup>th</sup> International Multidisciplinary Geoconference SGEM. – Albena, 2016. – V. II. – Iss. 5. – P. 85–92.
7. Ishchenko V. Soil contamination by heavy metal mobile forms near landfill // Int. J. Environ. Waste Manage. – 2017. – № 20 (1). – P. 66–74.
8. Multispectral television monitoring of contamination of water objects by using macrophyte-based bioindication / R. Petruk, V. Pohrebennyk, S. Kvaternyuk, O. Bondarchuk, M. Cygnar // 16<sup>th</sup> International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. – Albena, 2016. – B. 5. – V. 2. – P. 597–602.
9. Pohrebennyk V., Petryk A. The degree of pollution with heavy metals of fallow soils in rural administrative units of Psary and Piuki in Poland // Proc. of 17<sup>th</sup> International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM. – Albena, 2017. – P. 967–974.
10. Ishchenko V., Llori J., Ramos C. Determinación del impacto ambiental de los componentes de champús sobre las algas *Chlorella* por el método de bioindicación // Waste Sci. Technol. – 2017. – № 8 (6). – P. 37–46.
11. Лобачева А.А. Влияние ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» на почвенный и растительный покров прилегающих территорий: дис. ... канд. биол. наук. – Самара. 2010. – 225 с.
12. Санация недр территории нефтеперерабатывающих заводов / Д.Е. Быков, К.Л. Черес, Е.Н. Петренко, О.В. Тупицына, В.Н. Пыстин, А.А. Подъячев // Экология и промышленность России. – 2019. – № 23 (3). – С. 9–13.
13. Tarafdar A., Sinha A. Public health risk assessment with bioaccessibility considerations for soil PAHs at oil refinery vicinity areas in India // Science of The Total Environment. – 2018. – V. 616. – P. 1477–1484.
14. Alharbi B.H., Pasha M.J., Al-Shamsi M.A.S. Influence of different urban structures on natural contamination in two metropolitan cities. 2019. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-019-40180-x> (дата обращения 15.09.2019).
15. Epstein A.C. The human health implications of oil and natural gas development // Environmental Issues Concerning Hydraulic Fracturing. – 2017. – V. 1. – P. 113–145.
16. Brockmeyer S., D'Angiulli A. How air pollution alters brain development: the role of neuroinflammation // Transl Neurosci. – 2016. – № 7 (1). – P. 24–30.
17. Heavy metal pollution of oil-based drill cuttings at a shale gas drilling field in Chongqing, China: a human health risk assessment for the workers / T. Xu, L. Wang, X. Wang, T. Li, X. Zhan // Ecotoxicology and Environmental Safety. – 2018. – № 165. – P. 160–163.
18. Numerical analysis of frozen soil around the Mohe–Daqing crude oil pipeline with thermosyphons / L. Fang, B. Yu, J. Li, Y. Zhao, G. Yu, W. Zhao // Heat Transfer Engineering. – 2018. – V. 39. – № 7–8. – P. 630–641.
19. Monitoring PAHs in the petrochemical area of Tarragona County, Spain: comparing passive air samplers with lichen transplants / N. Domínguez-Morueco, S. Augusto, L. Trabolón, E. Pocurull, F. Borrull, M. Schuhmacher, J.L. Domingo, M. Nadal // Environmental Science and Pollution Research. – 2017. – V. 24. – № 13. – P. 11890–11900.
20. Determination of polycyclic aromatic hydrocarbons in ambient particulate matter PM<sub>2.5</sub> and 1-hydroxypyrene in children from an area near an oil refinery in Northeast Mexico / T. Montañó-Soto, L. Garza-Ocañas, C. Badillo-Castañeda, H. Garza-Ulloa // Human and Ecological Risk Assessment: an International Journal. – 2017. – V. 23. – № 1. – P. 125–140.
21. Spatial analysis of volatile organic compounds in South Philadelphia using passive samplers / S. Mukerjee, L.A. Smith, E.D. Thoma, K.D. Oliver, D.A. Whitaker, T. Wu, M. Colon, L. Alston, T.A. Cousett, C. Stallings // Journal of the Air & Waste Management Association. – 2016. – V. 66. – № 5. – P. 492–498.
22. Emission characteristics of volatile organic compounds and their secondary organic aerosol formation potentials from a petroleum refinery in Pearl River Delta, China / Z. Zhang, H. Wang, D. Chen, Q. Li, P. Thai, D. Gong, Y. Li, C. Zhang, Y. Gu, L. Zhou, L. Morawska, B. Wang // Science of The Total Environment. – 2017. – V. 584. – P. 1162–1174.
23. A characterization of the soils and sediments in contaminated sites and rivers using petroleum biomarker compounds / N.-H. Kao, M.-C. Su, C.-C. Yen, Y.-J. Huang // Journal of Soils and Sediments – 2019. – № 19. – P. 241–254.
24. Jafarinejad S. Control and treatment of sulfur compounds specially sulfur oxides (SO<sub>x</sub>) emissions from the petroleum industry: a review // Chemistry International. – 2016. – V. 2. – № 4. – P. 242–253.

25. Jafarinejad S. Odours emission and control in the petroleum refinery: a review // *Current Science Perspectives*. – 2016. – V. 2. – № 3. – P. 78–82.
26. Monitoring coastal pollution associated with the largest oil refinery complex of Venezuela / A. Croquer, D. Bone, C. Bastidas, R. Ramos, E. García // 2016. URL: <https://peerj.com/articles/2171/> (дата обращения 15.09.2019).
27. Летувнинкас А.И. Антропогенные геохимические аномалии и природная среда. 2-е изд., доп. и испр. – Томск: Изд-во НТЛ, 2005. – 290 с.
28. Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем / под ред. д-ра хим. наук, проф. М.Ю. Доломатова, д-ра техн. наук, проф. Э.Г. Теляшева. – М.: Химия, 2002. – 608 с.
29. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: дис.... д-ра геол.-минерал. наук. – Томск, 2006. – 423 с.
30. Опекунова М.Г. Биоиндикация загрязнений. – СПб.: Изд-во С.-Петербургского университета, 2004. – 266 с.
31. Клос В.Р., Жовинский Э.Я. Биогеохимические индикаторы зон экологического риска городских агломераций // *Пошукова та екологічна геохімія*. – 2014. – № 1–2. – С. 14–15.
32. Методы изучения лесных сообществ / под ред. В.Т. Ярмишко, И.В. Лянгузовой. – СПб.: НИИХимии СПбГУ, 2002. – 240 с.
33. Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб: межгосударственный стандарт ГОСТ 17.4.3.01–2017: введен 01.01.19. – М.: Стандартинформ, 2018. – 4 с.
34. Розанов Б.Г. Морфология почв. – М.: Академический проект, 2004. – 432 с.
35. Фомин Г.С., Фомин А.Г. Почва. Контроль качества и экологической безопасности по международным стандартам. Справочник. – М.: Госстандарт России, 2001. – 300 с.
36. Полевой определитель почв / под ред. К.Т. Острикова. – М.: Почвенный ин-т им. В.В. Докучаева, 2008. – 182 с.
37. Геологическая карта Тюменской области (южные районы). Масштаб 1:2500000. URL: [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/tyumenskaya\\_obl/](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/tyumenskaya_obl/) (дата обращения 15.09.2019).
38. Судыко А.Ф. Определение урана, тория, скандия и некоторых редкоземельных элементов в двадцати четырех стандартных образцах сравнения инструментальным нейтронно-активационным методом // *Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы V Международной конференции*. – Томск, 2016. – С. 620–624.
39. Ревич Б.А., Сает Ю.Е., Смирнова Р.С. Методические рекомендации по оценке степени загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов металлами по их содержанию в снежном покрове и почве (Утв. 15 мая 1990 г. № 5174–90). – М.: ИМГРЭ, 1990. – 16 с.
40. Алексеев В.А., Алексеев А.В. Химические элементы в геохимических системах. Кларки почв селитебных ландшафтов: монография. – Ростов н/Д: Изд-во Южного федерального университета, 2013. – 380 с.
41. Константинова Е.Ю. Валовые формы тяжелых металлов в поверхностном горизонте почв г. Тюмени // *Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXII Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири: в 2 т.* – Томск, 2018. – С. 805–807.
42. Шигабаева Г.Н. Тяжелые металлы в почвах некоторых районов г. Тюмени // *Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование*. – 2015. – Т. 1. – № 2. – С. 92–102.
43. Сибиркина А.Р. Биогеохимическая оценка содержания тяжелых металлов в сосновых борах Семипалатинского приртышья: дис.... д-ра биол. наук. – Омск, 2014. – 496 с.
44. Ярошевский А.А. Кларки геосфер // *Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых*. – М.: Недра, 1990. – С. 7–14.
45. Бром в почвах Томской области / Т.А. Перминова, Н.В. Барановская, Б. Ларатт, Л.В. Жорняк, А.Ф. Судыко // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 2. – С. 36–45.
46. Гельдымамедова Э.А. Тяжелые металлы в почвах и овощных культурах г. Павлодара республики Казахстан: автореф. дис. ... канд. биол. наук. – Новосибирск, 2007. – 141 с.
47. Шахова Т.С., Таловская А.В., Язиков Е.Г. Анализ поступления редкоземельных элементов из атмосферы на снежный покров в окрестностях Омского нефтеперерабатывающего завода // *Снежный покров, атмосферные осадки, аэрозоли: климат и экология северных территорий и Байкальского региона: Материалы первой Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной году экологии 2017 в России*. – Иркутск, 2017. – С. 64–68.

Поступила 29.09.2019 г.

#### Информация об авторах

**Боев В.В.**, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

**Боев В.А.**, кандидат биологических наук, доцент кафедры геоэкологии Тюменского государственного университета.

**Джамбаев М.Т.**, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; научный сотрудник Научно-исследовательского института радиационной медицины и экологии некоммерческого акционерного общества «Медицинский университет Семей».

**Шахова Т.С.**, кандидат геолого-минералогических наук, инженер отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Жорняк Л.В.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC: 55:504.5:550.42:631.4:665.63.013

## CHANGE OF ELEMENTAL COMPOSITION OF SOIL UPPER HORIZON UNDER THE INFLUENCE OF OIL AND GAS REFINING ENTERPRISES

**Vladislav V. Boev<sup>1</sup>,**  
v.-3@mail.ru

**Natalya V. Baranovskaya<sup>1</sup>,**  
natalya.baranovs@mail.ru

**Viktor A. Boev<sup>2</sup>,**  
vikboev2009@mail.ru

**Merey T. Yambayev<sup>1,3</sup>,**  
merei-semei@mail.ru

**Tatyana S. Shakhova<sup>1</sup>,**  
tatyana29@yandex.ru

**Lina V. Zhornyak<sup>1</sup>,**  
zhornyak\_lina@mail.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> Tyumen State University,  
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

<sup>3</sup> Research Institute of Radiation Medicine and Ecology of Non-Profit Joint-Stock Company «Semey Medical University»,  
258, Gagarin street, Semey, 071400, Kazakhstan.

**The relevance** of the research is caused by the lack of data on the effects of many refineries and other man-made objects on adjacent soils for specific regions when the general geochemical specificity of industrial sectors is studied.

**The main aim** of the research is to identify the specifics of the impact of the refineries and some other man-made objects on the soil by comparing the elemental composition with the data of conditionally background territory and the Clarke.

**Objects** of research are soils of the Tyumen Federal Reserve and the territories of the location of Antipinsky, Omsk, Achinsk, Pavlodar refinery, soils of the settlements of Tomsk region and the city of Tomsk, soils of the territory affected by the former Semipalatinsk test site.

**Methods:** selection and preparation of test plots, selection and preparation of soils, determination of the elemental composition by instrumental neutron activation and atomic absorption methods, interpretation of results.

**Results.** The authors have investigated the elemental composition of the upper soil horizon of the eastern part of the Tyumen Federal Reserve, the location of the Antipinsky, Omsk, Achinsk, Pavlodar refineries, areas of the location of enterprises of the city of Tomsk, the zone of influence of the former Semipalatinsk test site. As a result of comparison with the data for regional soils, the geochemical specificity of each technogenic region was revealed. The paper reflects the difference in the elemental composition of the soils adjacent to different refineries, which is determined both by the technical parameters of the enterprises themselves and by the environmental conditions of the territories of their location. Comparing the Clarke and conditionally background territory, the level of pollution and the range of chemical elements characterized by a high content were established for the named territories. Using the Antipinsky oil refinery as the example, the authors studied spatial distribution of elements by distance and the cardinal points from a man-made object.

### Key words:

Soils elemental composition, Tyumen Federal Reserve, Antipinsky oil refinery, technogenic impact on soils, Tomsk soils, Pavlodar oil refinery, Tomsk region soils, Achinsk oil refinery, territory of influence of the former Semipalatinsk test site, Omsk oil refinery.

### REFERENCES

1. Fersman A.E. *Geokhimiya* [Geochemistry]. Leningrad, Goskhimtekhnizdat Publ., 1933. 328 p.
2. Ishchenko V., Vasylyukivskyi I. Environmental pollution with heavy metals: case study of the household waste. *Sustainable production: novel trends in energy, environment and material systems*, 2020, vol. 198, pp. 161–175.
3. Pohrebennyk V., Dzhumelia E., Mason A., Cygnar M. X-Ray fluorescent method of heavy metals detection in soils of mining and chemical enterprises. *Proc. of 9<sup>th</sup> International Conference on Developments in eSystems Engineering (DeSE)*. Liverpool, 2017. pp. 323–328.
4. Pohrebennyk V., Dzhumelia E., Korostynska O., Mason A., Cygnar M. Technogenic pollution of soil due to mining and chemical enterprises. *Proc. of 16<sup>th</sup> International Multidisciplinary Scientific Geoconferences & Expo SGEM*. Albena, 2016. Vol. II, Iss. 5, pp. 363–370.
5. Ishchenko V., Pohrebennyk V., Borowik B., Falat P., Shaikhanova A. Toxic substances in hazardous household waste. *Proc. of International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM*. Albena, 2018. Vol. 18, Iss. 4.2, pp. 223–230.

6. Ishchenko V., Pohrebennyk V., Kozak Y., Kochanek A., Politylo R. Assessment of batteries influence on living organisms by bioindication method. *Proc. of 16<sup>th</sup> International Multidisciplinary Geoconference SGEM*. Albena, 2016. Vol. II, Iss. 5, pp. 85–92.
7. Ishchenko V. Soil contamination by heavy metal mobile forms near landfill. *Int. J. Environ. Waste Manage.*, 2017, no. 20 (1), pp. 66–74.
8. Petruk R., Pohrebennyk V., Kvaternyuk S., Bondarchuk O., Cygnar M. Multispectral television monitoring of contamination of water objects by using macrophyte-based bioindication. *16<sup>th</sup> International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM*. Albena, 2016. B. 5, vol. 2, pp. 597–602.
9. Pohrebennyk V., Petryk A. The degree of pollution with heavy metals of fallow soils in rural administrative units of Psary and Piki in Poland. *Proc. of 17<sup>th</sup> International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM*. Albena, 2017. pp. 967–974.
10. Ishchenko V., Llori J., Ramos C. Determinación del impacto ambiental de los componentes de champús sobre las algas *Chlorella* por el método de bioindicación [Determining the effect of *Chlorella* alga in shampoo on the environment by bioindication method]. *Waste Sci. Technol.*, 2017, no. 8 (6), pp. 37–46. In Spain.
11. Lobacheva A.A. *Vliyanie OAO «Kuibyshevskiy neftepererabatyvayushchiy zavod» na pochvennyy i rastitelnyy pokrov prilegayushchikh territoriy*. Dis. Kand. nauk [The influence of Kuibyshev Refinery OJSC on soil and plant cover of the adjacent territories. Cand. Diss.]. Samara, 2010. 225 p.
12. Bykov D., Chertes K., Petrenko E., Tupitsyna O., Pystin V., Pod'yachev A. Remediation of mineral resources polluted by oil refineries. *Ecology and Industry of Russia*, 2019, no. 23 (3), pp. 9–13.
13. Tarafdar A., Sinha A. Public health risk assessment with bioaccessibility considerations for soil PAHs at oil refinery vicinity areas in India. *Science of the Total Environment*, 2018, vol. 616, pp. 1477–1484.
14. Alharbi B.H., Pasha M.J., Al-Shamsi M.A.S. *Influence of Different Urban Structures on Metal Contamination in Two Metropolitan Cities*. 2019. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41598-019-40180-x> (accessed 15 September 2019).
15. Epstein A.C. The human health implications of oil and natural gas development. *Environmental Issues Concerning Hydraulic Fracturing*, 2017, vol. 1, pp. 113–145.
16. Brockmeyer S., D'Angiulli A. How air pollution alters brain development: the role of neuroinflammation. *Transl Neurosci*, 2016, no. 7 (1), pp. 24–30.
17. Xu T., Wang L., Wang X., Li T., Zhan X. Heavy metal pollution of oil-based drill cuttings at a shale gas drilling field in Chongqing, China: a human health risk assessment for the workers. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 2018, no. 165, pp. 160–163.
18. Fang L., Yu B., Li J., Zhao Y., Yu G., Zhao W. Numerical analysis of frozen soil around the Mohe–Daqing crude oil pipeline with thermosiphons. *Heat Transfer Engineering*, 2018, vol. 39, № 7–8, pp. 630–641.
19. Domínguez-Morueco N., Augusto S., Trabalón L., Pocurull E., Borrull F., Schuhmacher M., Domingo J.L., Nadal M. Monitoring PAHs in the petrochemical area of Tarragona County, Spain: comparing passive air samplers with lichen transplants. *Environmental Science and Pollution Research*, 2017, vol. 24, no. 13, pp. 11890–11900.
20. Montaña-Soto T., Garza-Ocañas L., Badillo-Castañeda C., Garza-Ulloa H. Determination of polycyclic aromatic hydrocarbons in ambient particulate matter PM<sub>2.5</sub> and 1-hydroxypyrene in children from an area near an oil refinery in Northeast Mexico. *Human and Ecological Risk Assessment: an International Journal*, 2017, vol. 23, no. 1, pp. 125–140.
21. Mukerjee S., Smith L.A., Thoma E.D., Oliver K.D., Whitaker D.A., Wu T., Colon M., Alston L., Cousett T. A., Stallings C. Spatial analysis of volatile organic compounds in South Philadelphia using passive samplers. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 2016, vol. 66, no. 5, pp. 492–498.
22. Zhang Z., Wang H., Chen D., Li Q., Thai P., Gong D., Li Y., Zhang C., Gu Y., Zhou L., Morawska L., Wang B. Emission characteristics of volatile organic compounds and their secondary organic aerosol formation potentials from a petroleum refinery in Pearl River Delta, China. *Science of the Total Environment*, 2017, vol. 584, pp. 1162–1174.
23. Kao N.-H., Su M.-C., Yen C.-C., Huang Y.-J. A characterization of the soils and sediments in contaminated sites and rivers using petroleum biomarker compounds. *Journal of Soils and Sediments*, 2019, no. 19, pp. 241–254.
24. Jafarinejad S. Control and treatment of sulfur compounds specially sulfur oxides (SO<sub>x</sub>) emissions from the petroleum industry: a review. *Chemistry International*, 2016, vol. 2, no. 4, pp. 242–253.
25. Jafarinejad S. Odours emission and control in the petroleum refinery: a review. *Current Science Perspectives*, 2016, vol. 2, no. 3, pp. 78–82.
26. Croquer A., Bone D., Bastidas C., Ramos R., García E. *Monitoring coastal pollution associated with the largest oil refinery complex of Venezuela*. 2016. Available at: <https://peerj.com/articles/2171/> (accessed 15 September 2019).
27. Letuvninkas A.I. *Antropogennyye geokhimiicheskie anomalii i prirodnyaya sreda* [Anthropogenic geochemical anomalies and the natural environment]. Tomsk, NTL Publ., 2005. 290 p.
28. Abrosimov A.A. *Ekologiya pererabotki uglevodородnykh sistem* [Ecology of processing hydrocarbon systems]. Moscow, Khimiya Publ., 2002. 608 p.
29. Yazikov E.G. *Ekogeokhimiya urbanizirovannykh territoriy yuga Zapadnoy Sibiri*. Dis. Dokt. nauk [Ecogeochemistry of urban territories in the south western Siberia. Dr. Diss.]. Tomsk, 2006. 423 p.
30. Opekunova M.G. *Bioindikatsiya zagryazneniy* [Bioindication of pollution]. St. Petersburg, S.-Petersburg University Publ., 2004. 266 p.
31. Klos V.R., Zhovinsky E.Ya. Biogeochemical indicators of ecological risk zones of urban agglomerations. *Search and ecological geochemistry*, 2014, no. 1–2, pp. 14–15. In Rus.
32. *Metody izucheniya lesnykh soobshchestv* [Methods for studying forest communities]. St. Petersburg, NIIKhimii SPbGU Publ., 2002. 240 p.
33. *Okhrana prirody. Pochvy. Obshchie trebovaniya k otboru prob: mezhgosudarstvennyy standart GOST 17.4.3.01–2017*. [Conservation of nature. Soils. General requirements for sampling: interstate SS 17.4.3.01–2017]. Moscow, Standartinform Publ., 2018. 4 p.
34. Rozanov B.G. *Morfologiya pochv* [Soil morphology]. Moscow, Akademicheskyy proekt Publ., 2004. 432 p.
35. Fomin G.S., Fomin A.G. *Pochva. Kontrol kachestva i ekologicheskoy bezopasnosti po mezhdunarodnym standartam. Spravochnik* [Soil. Quality control and environmental safety according to international standards. Directory]. Moscow, Gosstandart Rossii Publ., 2001. 300 p.
36. *Polevoy opredelitel pochv* [Field determinant of soil]. Moscow, Soil Institute named after V.V. Dokuchaev Publ., 2008. 182 p.
37. *Geologicheskaya karta Tyumenskoy oblasti (yuzhnyye rayony). Masshtab 1:2500000* [Geological map of the Tyumen region (southern areas). Scale 1:2500000]. Available at: [http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/tyumenskaya\\_obl/](http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/tyumenskaya_obl/) (accessed 15 September 2019).
38. Sudyko A.F. *Opreделение urana, toriya, skandiya i nekotorykh redkozemelnykh elementov v dvadtsati chetyrekh standartnykh obraztsakh sravneniya instrumentalnym neytronno-aktivatsionnym metodom* [Determination of uranium, thorium, scandium and some rare-earth elements in twenty-four standard reference

- samples by the instrumental neutron activation method]. *Radioaktivnost i radioaktivnye elementy v srede obitaniya cheloveka. Materialy V Mezhdunarodnoy konferentsii* [Radioactivity and radioactive elements in the human environment. Proc. of the V International Conference]. Tomsk, 2016. pp. 620–624.
39. Revich B.A., Saet Yu.E., Smirnova R.S. *Metodicheskie rekomendatsii po otsenke stepeni zagryazneniya atmosfernogo vozdukhha naselennykh punktov metallami po ikh sodержaniyu v snezhnom pokrove i pochve (Utv. 15 maya 1990 g. № 5174–90)* [Guidelines for assessing the degree of air pollution of populated areas by metals according to their content in snow cover and soil (Approved. May 15, 1990 no. 5174–90)] Moscow, IMGRE Publ., 1990. 16 p.
  40. Alekseenko V.A., Alekseenko A.V. *Khimicheskie elementy v geokhimicheskikh sistemakh. Klarki pochv selitebnykh landshaftov: monografiya* [Chemical elements in geochemical systems. Clarks of the soil of residential landscapes: a monograph]. Rostov on Don, Soth Federal University Publ., 2013. 380 p.
  41. Konstantinova E.Yu. Valovye formy tyazhelykh metallov v poverkhnostnom gorizonte pochv g. Tyumeni [Gross forms of heavy metals in the surface soil horizon of the city of Tyumen]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXII Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchennykh, posvyashchennogo 155-letiyu so dnya rozhdeniya akademika V.A. Obrucheva, 135-letiyu so dnya rozhdeniya akademika M.A. Usova, osnovateley Sibirskoy gorno-geologicheskoy shkoly, i 110-letiyu pervogo vypuska gornyykh inzhenerov v Sibiri* [Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXII International Symposium named after academician M.A. Usov of students and young scientists dedicated to the 155<sup>th</sup> anniversary of the birth of academician V.A. Obrucheva, the 135<sup>th</sup> anniversary of the birth of academician M.A. Usov, the founders of the Siberian Mining and Geology School, and the 110<sup>th</sup> anniversary of the first graduation of mining engineers in Siberia]. Tomsk, 2018. pp. 805–807.
  42. Shigabaeva G.N. Heavy metals in the soils of some areas of the city of Tyumen. *Bulletin of Tyumen State University. Ecology and nature management*, 2015, vol. 1, no. 2, pp. 92–102. In Rus.
  43. Sibirskina A.R. *Biogeokhimicheskaya otsenka sodержaniya tyazhelykh metallov v osnovnykh borakh Semipalatinskogo priir-tyshya*. Dis. Dokt. nauk [Biogeochemical assessment of the content of heavy metals in the pine forests of the Semipalatinsk orirtshya. Drt. Diss. Abstract]. Omsk, 2014. 496 p.
  44. Yaroshevskiy A.A. *Klarki geosfer* [Clarke of geosphere]. *Spravochnik po geokhimicheskim poiskampoleznykh iskopaemykh* [Reference book on geochemical prospecting of minerals]. Moscow, Nedra Publ., 1990. pp. 7–14.
  45. Perminova T.A., Baranovskaya N.V., Laratte B., Zhornyak L.V., Sudyko A.F. Bromine in the soils of Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 2, pp. 33–45. In Rus.
  46. Geldymamedova E.A. *Tyazhelye metally v pochvakh i ovoshchnykh kulturakh g. Pavlodara respubliki Kazakhstan*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Heavy metals in soils and vegetable crops in the city of Pavlodar, Republic of Kazakhstan. Cand. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 2007. 141 p.
  47. Shakhova T.S., Talovskaya A.V., Yazikov E.G. Analiz postupleniya redkozemelnykh elementov iz atmosfery na snezhny pokrov v okrestnostyakh Omskogo neftepererabatyvayushchego zavoda [Analysis of the entry of rare earth elements from the atmosphere to the snow cover in the vicinity of the Omsk refinery]. *Snezhny pokrov, atmosferye osadki, aerizoli: klimat i ekologiya severnykh territoriy i Baykalskogo regiona. Materialy pervoy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, posvyashchennaya Godu ekologii 2017 v Rossii* [Snow cover, precipitation, aerosols: climate and ecology of the northern territories and the Baikal region. Proc. of the first All-Russian scientific-practical conference with international participation, dedicated to the Year of Ecology 2017 in Russia]. Irkutsk, 2017. pp. 64–68.

Received: 29 September 2019.

#### Information about the authors

**Vladislav V. Boev**, graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

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

**Viktor A. Boev**, Cand. Sc., associate professor, Tyumen State University.

**Merey T. Yambayev**, graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University; researcher, Research Institute of Radiation Medicine and Ecology of Non-Profit Joint-Stock Company «Semey Medical University».

**Tatyana S. Shakhova**, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Lina V. Zhornyak**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 681.5

## СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ УСТРОЙСТВОМ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ФЛЮИДА В СКВАЖИНЕ

Исмаков Рустэм Адипович<sup>1</sup>,  
ismakovrustem@gmail.com

Денисова Екатерина Всеволодовна<sup>2</sup>,  
denisova.anrb@mail.ru

Черникова Марина Алексеевна<sup>2</sup>,  
chernikovamarina18@gmail.com

Сидоров Сергей Павлович<sup>1</sup>,  
sergeysidorov84222@gmail.com

<sup>1</sup> Уфимский Государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450000, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

<sup>2</sup> Уфимский Федеральный исследовательский центр Российской академии наук,  
Россия, 450054, г. Уфа, пр. Октября, 71.

**Актуальность** исследования состоит в том, что решением преждевременного прорыва воды или газа в горизонтальной скважине из-за неоднородности профилей притока вдоль оси горизонтального ствола, является изменение пластового давления на различных участках, а также при разработке контактных месторождений, особенно по мере истощения залежи, могут служить устройства контроля притока флюида. Различают активные Interval Control Valve (ICV) или пассивные Inflow Control Device (ICD) устройства. Устройства ICD способны выровнять приток вдоль горизонтальной скважины за счет создания дополнительного сопротивления потоку жидкости, зависящего от величины притока на данном горизонтальном участке. Недостаток современных ICD в том, что они не имеют возможности регулирования и приведения пассивных устройств в действие после установки в стволе скважины. В связи с тем, что имеются риски связанные с неопределенностью в описании свойств пласта, которые присутствуют на всех стадиях разработки месторождения недостаток ICD оказывается существенным. Системы ICV приводятся в действие дистанционно с поверхности скважины, но не способны определять характер поступающего флюида (нефть, газ, вода) в скважину и принимать решение в автоматическом режиме.

**Цель:** разработка новой конструктивной схемы устройства контроля притоком с возможностью непрерывного мониторинга характера поступающей жидкости, и программного обеспечения для управления клапаном с устья скважины.

**Объекты:** горизонтальная скважина и устройство контроля притоком флюида.

**Методы:** имитационное моделирование Simulink, нейронные сети, матричные методы, методы линеаризации нелинейных уравнений

**Результаты.** Предложена новая конструктивная схема устройства контроля притока в горизонтальной скважине, позволяющая непрерывно оценивать характер поступающего флюида. Данная конструкция позволяет в автоматическом режиме регулировать положение исполнительного механизма по данным измерительных приборов. Дано математическое описание работы клапана. Разработана модель клапана в среде моделирования Simulink, с использованием матричного подхода и нейронных сетей, для построения качественной зависимости положения клапана от значения создаваемого перепада давления. Приведены результаты работы блока нейронной сети и конечный результат моделирования.

### Ключевые слова:

Устройство контроля притока, горизонтальная скважина, нейронные сети, матричный подход, моделирование.

### Введение

Вопрос обеспечения наиболее качественной выработки запасов нефти, на фоне истощения легко извлекаемых, дает стимул для развития технологий, позволяющих увеличить срок рентабельной разработки месторождения. Чтобы увеличить коэффициент извлечения нефти, дебит, а также площадь контакта пласта со скважиной, нефтегазовые компании активно реализуют разработку горизонтальных скважин (ГС). ГС позволяют производить разработку месторождений с риском раннего прорыва подошвенной воды или газовой шапки [1]. Но ГС не решают всех проблем, преждевременный прорыв воды или газа происходит вследствие неоднородности профилей притока вдоль всей длины ГС, перепада пластового давления в стволе сква-

жины, эффекта *heel-toe*, который приводит к различию в удельной скорости потока между пяткой и носком скважины, особенно в однородных резервуарах [2, 3]. Решением указанных проблем может служить устройство контроля притока (УКП). Различают пассивные *Inflow Control Device (ICD)* и активные *Inflow Control Valve (ICV)* устройства. Недостаток современных ICD в том, что они не имеют возможности регулирования и приведения пассивных устройств в действие после установки в стволе скважины. Возможность регулирования притока по длине скважины обусловлена созданием дополнительного гидравлического сопротивления, в следствии известных физических законов, регулирующих поток жидкости из резервуара через ICD в эксплуатационную скважину. Различные кон-

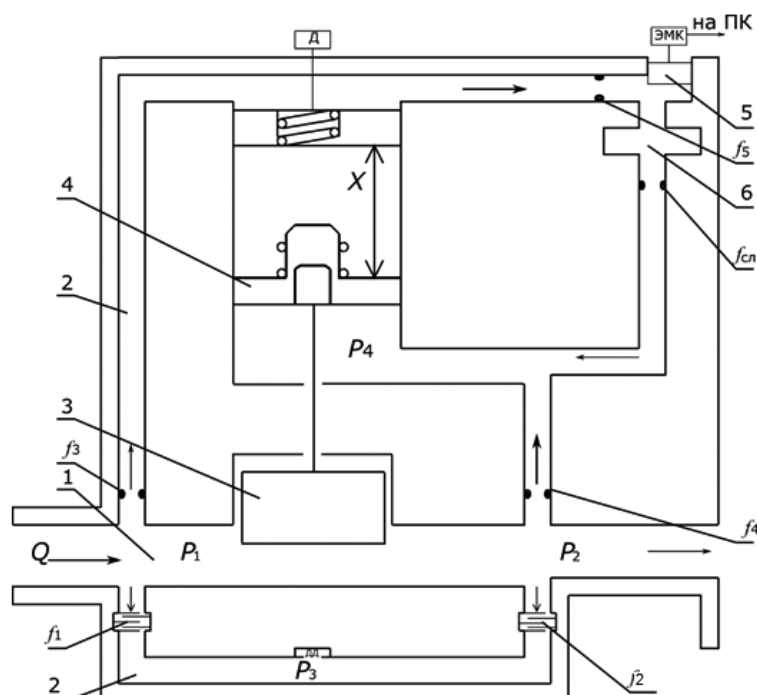


Рис. 1. Схема клапана контроля притока: 1 – основной канал, 2 – вторичный канал, 3 – исполнительный механизм, 4 – поршень,  $f_1, f_2$  – дроссельный пакет,  $f_3, \dots, f_5, f_{cl}$  – жиклер, 5 – заслонка, 6 – буферная емкость, ДД – датчик давления, Д – контроль перемещения

Fig. 1. Diagram of the flow control valve: 1 is the main channel, 2 is the secondary channel, 3 is the actuator, 4 is the piston,  $f_1, f_2$  is the droplet pack,  $f_3, \dots, f_5, f_{cl}$  is the jet, 5 is the damper, 6 is the buffer capacity, ДД is the pressure sensor, Д is the movement control

структивные решения устройств на данный момент включают: отверстия, сопла, трубки, спиральные и лабиринтные каналы. ICV управляется дистанционно (с поверхности) с помощью гидравлической, электрической или электрогидравлической системы управления [4], но не способны определять характер поступающего флюида (нефть, газ, вода) в скважину и принимать решение в автоматическом режиме, поэтому принято решение о создании собственной структуры УКП. Подробное описание существующих устройств контроля притоком флюида дано в литературе [5–12].

#### Постановка задачи

Разработка новой конструктивной схемы УКП с возможностью непрерывного мониторинга характера поступающей жидкости; составление математического описания работы устройства, имитационное моделирование системы автоматического управления клапаном.

#### Описание конструкции и работы клапана

Для решения поставленных задач при разработке клапана необходимо создать две области: область определения характера протекающей жидкости (нефть, вода, газ) и область непосредственного управления клапаном. На рис. 1 представлена схема клапана контроля притока, который включает основной канал – 1 и вторичный канал – 2 клапана. Во вторичном канале установлены ограничители потока в виде дроссельных пак-

тов  $f_1, f_2$ , и жиклеров  $f_3, f_4, f_5, f_{cl}$ , ДД – датчик перепада давления. Основной канал содержит исполнительный механизм – 3, приводимый в действие поршнем – 4, положение которого определяется с помощью датчика перемещения Д. Вторичный канал – 2 ограничен заслонкой – 5 и электромагнитным клапаном (ЭМК), приводимым в действие с поверхности скважины. Излишки, вытесненные в области заслонки, попадают в буферную емкость – 6 [13, 14].

Электрогидравлический клапан контроля притока флюида работает следующим образом. Поток жидкости  $Q$  проходит через основной канал – 1, попадая из продуктивного пласта в эксплуатационную трубу. Во вторичном канале – 2 при прохождении жидкости через дроссельные пакеты  $f_1, f_2$  происходит падение давления, которое можно настраивать, подбирая количество пластин – 1 в пакете и диаметр отверстия – 2 (рис. 2).

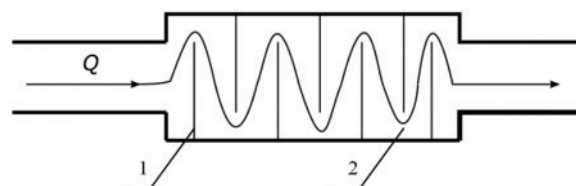


Рис. 2. Принципиальная схема дроссельного пакета: 1 – пластина, 2 – отверстие для потока

Fig. 2. Schematic diagram of throttle package: 1 is the plate, 2 is the flow hole

Падение давления зависит от плотности, температуры и скорости поступающего флюида. Расход жидкости  $Q_1$  при прохождении через ограничитель потока  $f_1$  можно определить по формуле (1):

$$Q_1 = a\mu f_1 \sqrt{P_1 - P_3}, \quad (1)$$

где  $a = \sqrt{\frac{2g}{\rho}}$ ;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\rho$  – плотность или удельный вес потока жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu$  – коэффициент истечения;  $f_1$  – площадь ограничителя потока, м<sup>2</sup>;  $P_1$  – давление на входе, Па;  $P_3$  – давление после ограничителя потока  $f_1$ , Па.

Таким образом, зная перепад давления и температуру протекающей жидкости, можно определить характер протекающего флюида в скважине при заданном расходе флюида.

Теперь составим уравнения для описания работы клапана. В уравнении (2) представлены силы, действующие на поршень:

$$m_\Sigma \ddot{x} + C_{\text{пр}} \dot{x} + R_{\text{пр}} = F_\Pi (\Delta P_5 - \Delta P_4), \quad (2)$$

где  $m_\Sigma$  – суммарная масса исполнительного механизма и поршня, кг;  $x$  – перемещение поршня, м;  $C_{\text{пр}}$  – коэффициент жесткости пружины, Н/м<sup>2</sup>;  $R_{\text{пр}}$  – сила предварительной затяжки на поршне, Н;  $F_\Pi$  – площадь под поршнем, м<sup>2</sup>;  $P_5$  – давление над поршнем, Па;  $P_4$  – давление под поршнем, Па.

Проведем линеаризацию уравнения относительно малого перемещения поршня  $X$ . Уравнение (2) [15] запишем в виде:

$$m_\Sigma \Delta \ddot{x} + C_{\text{пр}} \Delta \dot{x} = F_\Pi (\Delta P_5 - \Delta P_4), \quad (3)$$

Запишем уравнение расхода в линеаризованном виде:

$$\Delta Q_1 = \alpha_1 (\Delta P_1 - \Delta P_3), \quad (4)$$

где  $\alpha_1 = \frac{a\mu f_1}{2\sqrt{P_1 - P_3}}$  – есть коэффициент линеаризации.

Расход жидкости при прохождении других ограничителей потока аналогичен (4).

$$\Delta Q_3 = \alpha_3 (\Delta P_1 - \Delta P_3) = \alpha_3 \Delta P_5 + F_\Pi \Delta \dot{x}, \quad (5)$$

$$\Delta Q_4 = \alpha_4 (\Delta P_2 - \Delta P_4), \quad (6)$$

$$\Delta Q_4 + \Delta Q_{\text{сл}} = F_\Pi \Delta \dot{x}. \quad (7)$$

Если сделать допущение, что  $P_{\text{сл}} \approx P_4$ , то

$$\Delta Q_{\text{сл}} = \alpha_{\text{сл}} \Delta P_4. \quad (8)$$

Решая уравнения (6) и (7) с учетом допущения (8),

$$\alpha_4 \Delta P_2 + (\alpha_{\text{сл}} - \alpha_4) \Delta P_4 = F_\Pi \Delta \dot{x}. \quad (9)$$

Поскольку можно считать  $\Delta P_2 \approx 0$  в уравнении (9), находим

$$\Delta P_4 = \frac{F_\Pi}{\alpha_{\text{сл}} - \alpha_4} \Delta \dot{x}. \quad (10)$$

Из уравнения (5) находим  $\Delta P_5$ , считая  $\Delta P_1 \approx 0$

$$\Delta P_5 = \frac{F_\Pi}{\alpha_{32} - \alpha_{31}} (-\Delta \dot{x}). \quad (11)$$

Полученные зависимости (10), (11) подставляем в уравнение (3), получаем баланс сил на поршне в линеаризованном виде (уравнение Ньютона):

$$m_\Sigma \Delta \ddot{x} + \left( \frac{F_\Pi^2}{\alpha_{32} - \alpha_{31}} + \frac{F_\Pi^2}{\alpha_{\text{сл}} - \alpha_4} \right) \Delta \dot{x} + C_{\text{пр}} \Delta x = 0. \quad (12)$$

Полученное уравнение описывает динамику клапана как колебательное звено (13):

$$W(s) = \frac{K}{T^2 s^2 + 2\xi Ts + 1}, \quad (13)$$

где  $T = \sqrt{\frac{m}{C_{\text{эд}}}}$  – время переходного процесса;  $K$  – ко-

эффициент передачи  $K = \frac{\Delta x}{\Delta P_3}$ ,  $\xi$  – степень затухания.

Поскольку в уравнении (12) входят переменные величины ( $\alpha_{ij}$  – коэффициенты линеаризации), вычислять которые в каждой точке затруднительно, необходимо построить имитационную модель клапана для оценки его работоспособности.

#### Имитационное моделирование

Для построения математической модели системы воспользуемся нейронной сетью, которая позволяет достаточно точно отразить переходные процессы, в частности методом матричного представления динамических характеристик (ДХ). ДХ представляет зависимость трех параметров: перепад давления после ограничителя потока  $f_1$ , плотности жидкости и температуры. Суть метода заключается в фиксации параметров ДХ в виде матриц, как представлено в работе [16]. Модель работы клапана в *Simulink* с использованием нейронной сети на основе матричного подхода представлена на рис. 3. На вход модели поступает два значения параметров: перепад давления, после дроссельного пакета  $f_1$ , температура. С помощью блока (*step*) генерируется ступенчатый сигнал, посредством блоков одномерной таблицы ( $\Delta P$ ) и ( $T$ , °C) формируются значения входных параметров. Нейронная сеть (*Neural Network*) обучена для поиска входных значений, соответствующих и отличающихся от матричных, что позволяет оценивать все полученные результаты измерений. Более подробно об обучении сети изложено в работе [17, 18].

На рис. 4 представлен результат аппроксимации исходных данных нейронной сетью, где «.» показаны расчетные данные, «o» – выход нейронной сети.

На выходе формируется значение плотности, которое соответствует входным данным, найденным в матрице по перепаду давления и изменению температуры. Значение плотности поступает на блок условного оператора (*Uslovie*), совместно с подсистемой (*if Constant*), которые принимают решение о положении клапана 0; 0,5; 1 (процент открытия). Используя нейронную сеть, а также передаточную функцию  $W(s)$ , полученную известными методами синтеза, рассчитывается передаточная функция регулятора [19]. С помощью блоков передаточной функции (*regulator*)

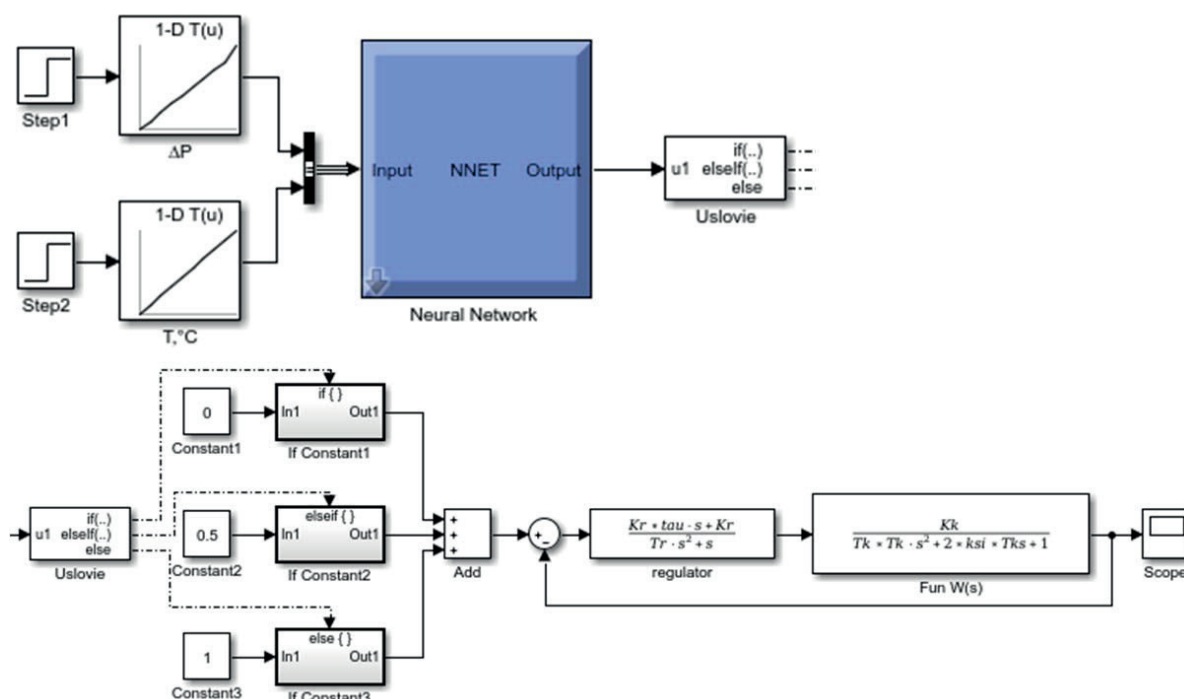


Рис. 3. Модель клапана притока флюида в Simulink

Fig. 3. Fluid flow valve model in Simulink

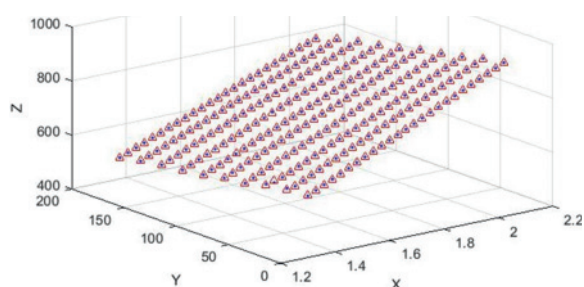


Рис. 4. Результат аппроксимации НС

Fig. 4. Result of neural network approximation

и ( $Fun W(s)$ ) задаем передаточную функцию заслонки и клапана в виде отношения полиномов: далее проверяем качество полученных переходных процессов. На рис. 5 показан переходный процесс в системе управления клапаном притока флюида.

В результате моделирования переходный процесс установился за время  $t=350$  с.

#### Выводы

1. Описана новая конструктивная схема устройства контроля притока в горизонтальной скважине, позволяющая непрерывно оценивать ха-

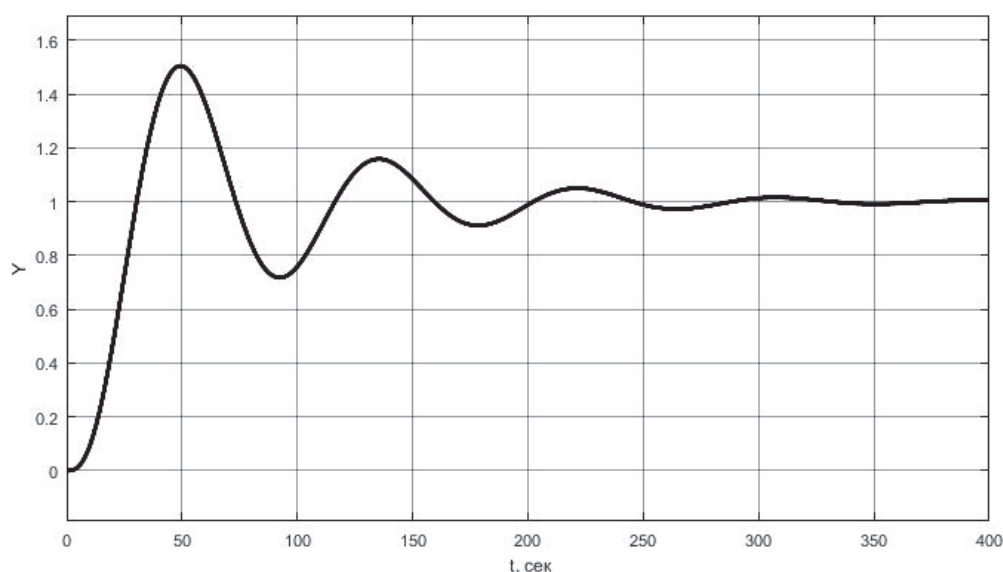


Рис. 5. Переходный процесс в системе управления клапаном притока флюида

Fig. 5. Transient in the fluid flow valve control system

- рактар поступающего флюида. Данная конструкция позволяет в автоматическом режиме регулировать положение исполнительного механизма по данным измерительных приборов.
2. Дано математическое описание работы клапана.
  3. Разработана модель клапана в среде моделирования *Simulink*, с использованием матричного подхода и нейронных сетей, для построения качественной зависимости положения клапана от значения создаваемого перепада давления.
  4. Приведены результаты работы блока нейронной сети и конечный результат моделирования.
  5. Полученные переходные процессы доказывают работоспособность системы управления клапаном притока флюида, что обеспечивает повышение качества добываемого продукта за счет своевременного отсекаания поступления воды или газа [20].

#### Заключение

В дальнейшем планируется рассмотреть совокупность работы нескольких устройств (до шести) одновременно на одной скважине, что также повысит качество добываемого продукта.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Казымов Ш.П., Фариз А. Опыт и перспективы применения скважинных фильтров устройствами регулирования притока // НИПИ «Нефтегаз». – 2015. – Т. 2. – № 2. – С. 32–40.
2. Advanced wells: a comprehensive approach to the selection between passive and active inflow control completions / F.T. Al-Khelaiwi, V.M. Birchenko, M.R. Konopczynski, D.R. Davies // International Petroleum Technology Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December, 2008. – P. 305–326.
3. Кувакина М. Выбор системы закачивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов (на примере Ван-Еганского месторождения) // SPE-176525-RU. Доклад на Российской нефтегазовой технической конференции. – М., Россия, 2015. – С. 1–8.
4. Интеллектуальная скважина. URL: <http://neft-gaz-novaci.ru/ru/component/content/article/56-2012-04-25-12-57-58/674-l-r> (дата обращения: 02.02.2018).
5. Completion technology on troll-innovation and simplicity / A. Haaland, G. Rundgren, Ø. Johannessen, Norsk Hydro // OTC 17113. Offshore technology conference. – Houston, Texas, 2–5 May 2005. – P. 1–6.
6. Henriksen K.H., Gule E.I., Augustine J. Case study: the application of inflow control devices in the troll oil field // SPE-100308-SM. Annual conference and exhibition. – Vienna, Austria, 12–15 June 2006. – P. 1–5.
7. Intelligent well technology in mature assets, paper / N. Akram, S. Hicking, P. Blythe, P. Kavanagh, P. Reijnen // SPE-71822-SM. Offshore Europe conference. – Aberdeen, UK, 4–7 September 2001. – P. 1–6.
8. Improving oil production using smart fields technology in the SF30 satellite oil development offshore Malaysia / P.M. Bogaert, W. Yang, H.C. Meijers, J.C.M. van Donger, M. Konopczynski // OTC-16162-MS. Offshore technology conference. – Houston, Texas, USA, 3–6 May 2004. – P. 1–7.
9. ICD screen technology used to optimize waterflooding in injector well / A.G. Raffn, S. Hundsnes, S. Kvernstuen, T. Moen // SPE-106018-MS. Production and operations symposium. – Oklahoma City, Oklahoma, USA, 31 March – 3 April 2007. – P. 1–8.
10. Технологии регулирования притока. URL: [http://www.alfahorizont.ru/index\\_rus/products\\_ru/products\\_filters\\_ru/products\\_catalog\\_ru\\_6.html](http://www.alfahorizont.ru/index_rus/products_ru/products_filters_ru/products_catalog_ru_6.html) (дата обращения: 11.03.2018).
11. Al-Khelaiwi F.T., Davies D.R. Inflow control devices: application and value quantification of a developing technology // SPE-108700-MS. International Oil Conference and Exhibition in Mexico. – Veracruz, Mexico, 27–30 June 2007. – P. 1–13.
12. Flow control device: Patent 20170234106A1 USA. Fil. 05.06.2017; Publ. 17.08.2017.
13. Насибуллаев И.Ш., Насибуллаева Э.Ш., Денисова Е.В. Динамика течения жидкости в технических системах с жиклерами // Известия Уфимского научного центра Российской академии наук. – 2015. – Т. 4. – С. 20–25.
14. Гусев А.А. Гидравлика. Теория и практика. 2-е изд. испр. и доп. – М.: Изд-во «Юрайт», 2014. – 285 с.
15. Бесекерский В.А., Е.В. Попова Теория систем автоматического регулирования. 3-е изд., исправ. – М.: Наука, 1975. – 768 с.
16. Денисова Е.В., Черникова М.А. Новый подход к проектированию систем автоматического управления силовыми установками беспилотных летательных аппаратов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 12 (ч. 1). – С. 13–18.
17. Денисова Е.В., Мигранов А.Б., Черникова М.А. Матричный подход к моделированию газотурбинного двигателя с использованием нейронных сетей // Современные наукоемкие технологии. – 2018. – № 3. – С. 35–40.
18. Хайкин С. Нейронные сети. 2-е изд. – М.: Вильямс, 2006. – 768 с.
19. Черных И.В. Simulink: Инструмент моделирования динамических систем. – СПб: ДМК Пресс, 2008. – 400 с.
20. Электрогидравлический клапан притока: пат. Рос. Федерация, № 181704, заявл. 12.04.2018; опубл. 26.07.2018. Бюл. № 21. – 5 с.

Поступила: 12.11.2018 г.

#### Информация об авторах

**Исмаков Р.А.**, доктор технических наук, профессор, действительный член (академик) РАЕН, Почетный нефтяник, Почетный работник высшего профессионального образования Российской Федерации, проректор по научной и инновационной работе Уфимского Государственного нефтяного технического университета.

**Денисова Е.В.**, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник, доцент Института механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского Федерального исследовательского центра Российской академии наук.

**Черникова М.А.**, младший научный сотрудник Института механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского Федерального исследовательского центра Российской академии наук.

**Сидоров С.П.**, магистр кафедры автоматизации технологии производственных процессов Уфимского Государственного нефтяного технического университета.

UDC 681.5

## SYSTEM OF DEVICE FOR CONTROLLING FLUID INJECTION IN A WELL

Rustem A. Ismakov<sup>1</sup>,  
ismakovrustem@gmail.com

Ekaterina V. Denisova,  
denisova.anrb@mail.ru

Marina A. Chernikova<sup>2</sup>,  
chernikovamarina18@gmail.com

Sergey P. Sidorov<sup>1</sup>,  
sergeysidorov84222@gmail.com

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450000, Russia.

<sup>2</sup> Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences,  
71, Oktyabrya avenue, Ufa, 450054, Russia.

**The relevance** of the research is in the fact that fluid flow control devices can serve as a practical solution to premature breakthrough of water or gas in a horizontal well due to heterogeneity of inflow profile along the axis of the horizontal trunk, changes in reservoir pressure at various sites, as well as development of contact fields, especially as the deposits are depleted, serve as fluid control devices. There are active Inflow Control Valve (ICV) or passive Inflow Control Device (ICD). ICD devices are able to equalize the inflow along the horizontal well, creating additional resistance to fluid flow, depending on the amount of inflow in this horizontal section. The drawback of modern ICDs is that they do not have the ability to regulate and activate ICD after installation in the wellbore. This creates certain risks associated with the uncertainty in description of reservoir properties that are present at all stages of field development. ICV systems are operated remotely from the surface of the well, but are not able to determine the nature of the incoming fluid (oil, gas, water) into the well and make a decision in automatic mode.

**Objects** of the research are a horizontal wells and a fluid flow control device.

**Methods:** simulation Simulink, neural networks, matrix methods, methods of linearization of nonlinear equations.

**The main aim** of the research is to development of a new design scheme of the inflow control device, with the possibility of continuous monitoring of the nature of the incoming liquid, and software for controlling the valve with the wellhead.

**Results.** The authors have proposed a new design scheme of inflow control device in a horizontal well, which helps continuous assessment the nature of the incoming fluid. This design allows you automatically adjust the position of the actuator mechanism, as reported by measuring instruments. The mathematical description of the valve operation is given. The model of the valve was developed in Simulink simulation environment, using the matrix approach and neural networks, to build a qualitative dependence of the valve position on pressure drop value. The results of the neural network block operation and the final result of modeling are presented.

#### Key words:

Inflow control device, horizontal well, neural networks, matrix approach, modeling.

#### REFERENCES

1. Kazymov Sh.P., Fariz A. Experience and prospects of using downhole filters with inflow control devices. *Oil Gas Scientific Research Project Institute*, 2015. vol. 2, no. 2, pp. 32–40. In Rus.
2. Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R. Davies D.R. Advanced Wells: a comprehensive approach to the selection between passive and active inflow control. *Completions International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December, 2008. pp. 305–326.
3. Kuvakina M. Vybor sistemy zakachivaniya skvazhin dlya uvelicheniya effektivnosti vyrabotki kontaktnykh zapasov (na primere Van-Eganskogo mestorozhdeniya) [Selection of well injection system to increase the efficiency of development of contact reserves (on the example of Van-Eganskoe field)]. *SPE-176525-RU. Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya* [SPE-176525-RU. Russian oil and gas engineering conference]. Moscow, Russia, 26–28 October 2015. pp. 1–8.
4. *Intellektualnaya skvazhina* [Intelligent well]. Available at: <http://neft-gaz-novacii.ru/ru/component/content/article/56-2012-04-25-12-57-58/674-1-r> (accessed 2 February 2018).
5. Haaland A., Rundgren G., Johannessen Ø., Norsk Hydro. Completion technology on troll-innovation and simplicity. OTC 17113. *Offshore technology conference*. Houston, Texas, 2–5 May, 2005. pp. 1–6.
6. Henriksen K.H., Gule E.I., Augustine J. Case study: the application of inflow control devices in the troll oil field. SPE-100308-SM. *Annual Conference and Exhibition*. Vienna, Austria, 12–15 June, 2006. pp. 1–5.
7. Akram N., Hicking S., Blythe P., Kavanagh P., Reijnen P. Intelligent well technology in mature assets. SPE-71822-SM. *Offshore Europe conference*. Aberdeen, UK, 4–7 September, 2001. pp. 1–6.
8. Bogaert P.M., Yang W., Meijers H.C., Van Donger J.C.M., Konopczynski M. Improving oil production using smart fields technology in the SF30 satellite oil development offshore Malaysia paper. OTC-16162-MS. *Offshore Technology Conference*. Houston, Texas, USA, 3–6 May, 2004. pp. 1–7.
9. Raffn A.G., Hundsnes S., Kvernstuen S., Moen T. ICD screen technology used to optimize waterflooding in injector well. SPE-106018-MS. *Production and operations symposium*. Oklahoma City, Oklahoma, USA, 31 March – 3 April 2007. pp. 1–8.

10. *Tehnologii regulirovaniya pritoka* [Inflow control technologies]. Available at: [http://www.alfahorizont.ru/index\\_rus/products\\_ru/products\\_filters\\_ru/products\\_catalog\\_ru\\_6.html](http://www.alfahorizont.ru/index_rus/products_ru/products_filters_ru/products_catalog_ru_6.html) (accessed 11 March 2018).
11. Al-Khelaiwi F.T., Davies D.R. Inflow control devices: application and value quantification of a developing technology. SPE-108700-MS. *Production and Operations Symposium*. Oklahoma City, Oklahoma, USA, 31 March – 3 April 2007. pp. 1–13.
12. Mathiesen V., Werswick B., Aakre H. *Flow control device*. Patent USA, no. US 2017/0234106 A1, 2017.
13. Nasibullaev I.Sh., Nasibullaeva E.Sh., Denisova E.V. Dynamics of fluid flow in technical systems with jets. *Proceedings of the RAS Ufa Scientific Centre*, 2015, vol. 4, pp. 20–25. In Rus.
14. Gusev A.A. *Gidravlika. Teoriya i praktika* [Fluid mechanics. Theory and practice]. Moscow, Yurayt Publ., 2014. 285 p.
15. Besekerskiy V.A., Popova E.V. *Teoriya sistem avtomaticheskogo regulirovaniya* [Theory of automatic control systems]. Moscow, Nauka Publ., 1975. 768 p.
16. Denisova E.V., Chernikova M.A. A new approach to the design of automatic control systems for power plants of unmanned aerial vehicles. *International journal of applied and fundamental research*, 2016, vol. 12 (P. 1), pp. 13–18. In Rus.
17. Denisova E.V., Migranov A.B., Chernikova M.A. Matrix approach to modeling a gas turbine engine using neural networks. *Modern high technologies*, 2018, no. 3, pp. 35–40. In Rus.
18. Khaykin S. *Neyronnye seti* [Neural networks]. Moscow, Vilyams Publ., 2006. 768 p.
19. Chernykh I.V. *Simulink: Instrument modelirovaniya dinamicheskikh sistem* [Simulink: dynamic systems modeling tool]. St-Petersburg, DMK Press, 2008. 400 p.
20. Bakhtizin R.N., Ismakov R.A., Denisova E.V., Shakirova A.I., Sidorov S.P. *Elektrogidravlicheskiy klapán pritoka* [Electro-hydraulic inflow valve]. Patent RF, no. 2018113357/03 (021017), 2018.

Received: 12 November 2018.

#### Information about the authors

**Rustem A. Ismakov**, Dr. Sc., professor, full member (academician) of the Russian Academy of Natural Sciences, vice-rector for scientific and innovative work, Ufa State Petroleum Technological University.

**Ekaterina V. Denisova**, Cand. Sc., associate professor, leading researcher, Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences.

**Marina A. Chernikova**, junior researcher, Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences.

**Sergei P. Sidorov**, master, Ufa State Petroleum Technological University.

**Компьютерная верстка** *О.Ю. Аршинова*  
**Корректura 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](http://izvestiya.tpu.ru)

Подписано к печати 29.11.2019. Формат 60х84/8. Бумага «Снегурочка».  
Печать XEROX. Усл. печ. л. 23,15. Уч.-изд. л. 20,93.  
Заказ 246-19. Тираж 500 экз.



**Издательство**

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ