

**ИЗВЕСТИЯ  
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА  
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 332, № 4, 2021

# ИЗВЕСТИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ

## Редакционная коллегия

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)  
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)  
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)  
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)  
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)  
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Белозеров В.Б., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)  
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Уленев О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)  
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)  
Тойпель У., Dsc (Германия)  
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)  
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)  
Третьяк А.Я., д-р техн. наук (Россия)  
Арбузов С.И., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Ковалев В.З., д-р техн. наук (Россия)  
Романенко С.В., д-р хим. наук (Россия)  
Кириянова Л.Г., канд. филос. наук (Россия)  
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, 2021

## 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 332, № 4, 2021

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

**Editorial Board**

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)  
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)  
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)  
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)  
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)  
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)  
Belozherov 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)  
Aleksenko S.V., Dr. Sc. (Russia)  
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)  
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)  
Rui D., PhD (Portugal)  
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)  
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)  
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)  
Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)  
Lotov V.A., Dr. Sc. (Russia)  
Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)  
Bouznik V.M., Dr. Sc. (Russia)  
Zakharov Yu.A., Dr. Sc. (Russia)  
Antipenko V.R., Dr. Sc. (Russia)  
Golik V.I., Dr. Sc. (Russia)  
Abutalipova E.M., Dr. Sc. (Russia)  
Polishchuk V.I., Dr. Sc. (Russia)  
Khamitov R.N., Dr. Sc. (Russia)  
Zyuzev A.M., Dr. Sc. (Russia)  
Tretiak A.Ya., Dr. Sc. (Russia)  
Arbuzov S.I., Dr. Sc. (Russia)  
Kovalev V.Z., Dr. Sc. (Russia)  
Romanenko S.V., Dr. Sc. (Russia)  
Kiryanova L.G., Cand. Sc. (Russia)  
Glazyrin A.S., managing editor, Dr. Sc. (Russia)

**AIMS AND SCOPES**

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

The journal was founded in 1903.

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

ISSN (print) – 2500-1019

ISSN (on-line) – 2413-1830

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

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

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

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

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

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

The publication of manuscripts is free of charge.

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

## СОДЕРЖАНИЕ

## CONTENTS

- Перспективы нефтегазоносности Шамакы-Гобустанской впадины в связи с её структурно-тектоническими особенностями**  
Насибова Г.Д., Мухтарова Х.З. 7  
**Oil and gas prospects of the Shamakhy-Gobustan depression in relation to its structural and tectonic properties**  
Nasibova G.J., Mukhtarova Kh.Z.
- Теплообменное устройство для погружных электродвигателей установок электроцентробежных насосов**  
Вахитова Р.И., Уразаков К.Р., Думлер Е.Б. 17  
**Heat exchange device for submersible electric motors of electric centrifugal pump units**  
Vakhitova R.I., Urazakov K.R., Dumler E.B.
- К вопросу гидродинамического моделирования процессов восходящей миграции реологически сложных неоднородных флюидов из глубинных подземных коллекторов**  
Мельник И.А., Харламов С.Н. 24  
**On the issue of hydrodynamic modelling of upward migration of rheologically complex inhomogeneous fluids from deep underground reservoirs**  
Melnik I.A., Kharlamov S.N.
- Прогнозирование глубины начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений в нефтедобывающих скважинах**  
Поплыгин В.В., Немтина С.А. 38  
**Prediction of the depth of wax deposition start in oil wells**  
Poplygin V.V., Nemtina S.A.
- Гидрогеологические и гидрологические условия функционирования обского и Баксинского болот (юго-восток Западно-Сибирской равнины)**  
Савичев О.Г., Ян Хэнь 43  
**Hydro-geological and hydrological conditions of functioning of the Obskoe and Baksinskoe fens (the southeast of the Western Siberian plain)**  
Savichev O.G., Yang Heng
- Теплоперенос в малом по толщине слое жидкости в условиях, характерных для нижней крышки термосифона**  
Феоктистов Д.В., Пономарев К.О. 57  
**Heat transfer in a thin liquid layer under conditions characteristic for the lower cover of a thermosiphon**  
Feoktistov D.V., Ponomarev K.O.
- Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов**  
Путилов И.С., Чижов Д.Б., Гурбатова И.П., Неволин А.И. 70  
**Specific features of laboratory studies of non-hydrophilic rocks-reservoirs**  
Putilov I.S., Chizhov D.B., Gurbatova I.P., Nevolin A.I.
- Утилизация отработанной герметизирующей жидкости в составе асфальтобетонных покрытий**  
Дюрягина А.Н., Бызова Ю.С., Островной К.А., Тюканько В.Ю. 80  
**Utilization of the waste sealing liquid component in asphalt concrete pavements**  
Dyuryagina A.N., Byzova Yu.S., Ostrovnoy K.A., Tyukanko V.Y.
- Моделирование продольных перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах**  
Султанмагомедов Т.С., Бахтизин Р.Н., Султанмагомедов С.М., Урманова А.Р. 87  
**Simulation of pipeline axial displacement in frozen soils**  
Sultanmagomedov T.S., Bakhtizin R.N., Sultanmagomedov S.M., Urmanova A.R.
- Оценка точности определения коэффициента пористости при выполнении трехмерных геологических построений**  
Пономарев А.И., Меркулов А.В., Сопнев Т.В., Мурзалимов З.У., Кушч И.И., Кожухарь Р.Л. 97  
**Accuracy of porosity, when performing three-dimensional geological images**  
Ponomarev A.I., Merkulov A.V., Sopnev T.V., Murzalimov Z.U., Kushch I.I., Kozhukhar R.L.
- Армирование насыпей внутрипромысловых автомобильных дорог на слабом основании как решение по снижению величины осадки земляного полотна**  
Еременко Е.С., Галич Н.Н., Кузьмин Д.А., Мелентьев А.С. 107  
**Reinforcing the bulk of inner-field vehicles on a weak base as a decision to reduce the size of the drain of the subgrade**  
Eremenko E.S., Galich N.N., Kuzmin D.A., Melentiev A.S.
- Математическое моделирование процесса ультразвуковой подготовки высоковязкой нефти к транспорту**  
Азин А.В., Богданов Е.П., Марицкий Н.Н., Пономарев С.А., Рикконен С.В. 114  
**Mathematical modelling of high-viscous oil ultrasonic preparation for transport**  
Azin A.V., Bogdanov E.P., Maritsky N.N., Ponomarev S.A., Rikkonen S.V.
- Параметры макроструктуры нерастворимых продуктов термолитиза смол и асфальтенов усинской нефти**  
Антипенко В.Р., Гринько А.А. 123  
**Parameters of macrostructure of insoluble products obtained by thermolysis of resins and asphaltenes of the Usinskaya oil**  
Antipenko V.R., Grinko A.A.
- Методическое и алгоритмическое обеспечение автоматизированной экспериментальной установки удаления гидратов в газоконденсатной смеси в трубопроводе**  
Волков П.В., Большунов А.В., Мостокалов К.А. 132  
**Methodological and algorithmic support of an automated experimental installation for removing hydrates in a gas-condensate fluid in a pipeline**  
Volkov P.V., Bolshunov A.V., Mostokalov K.A.
- Тестирование технических решений по топочно-горелочным устройствам в составе низкокислородной системы сжигания кузнецкого угля**  
Копань А.В., Клейнерман В.А. 140  
**Testing technical solutions for the burner devices as a low-emission system of Kuznetsk coal combustion**  
Kopan A.V., Kleinerman V.A.
- Физико-химические основы получения композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$  спрей-термогидролизом**  
Пойлов В.З., Казанцев А.Л., Черепанова М.В. 148  
**Physical and chemical basis of obtaining  $Al_2O_3-ZrO_2$  composition by spray thermohydrolysis**  
Poylov V.Z., Kazantsev A.L., Cherepanova M.V.

- |   |            |  |
|---|------------|--|
| <b>Особенности состава примесей в кристаллах берилла различной окраски Забайкалья</b><br>Юргенсон Г.А., Рихванов Л.П., Борзенко А.А.  | <b>159</b> | <b>Features of composition of impurities in beryl crystals of various colors of Transbaikalia</b><br>Yurgenson G.A., Rikhvanov L.P., Borzenko A.A.   |
| <b>Учёт влияния относительных фазовых проницаемостей на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора</b><br>Коровин М.О.  | <b>173</b> | <b>Relative permeability implementation inside terrigenous oil field reservoir</b><br>Korovin M.O.   |
| <b>Имитационная модель оценки погрешности системы технического зрения</b><br>Зубарь А.В., Хамитов Р.Н., Кайков К.В.   | <b>181</b> | <b>Simulation model of assessment of computer vision system accuracy</b><br>Zubar A.V., Khamitov R.N., Kaykov K.V.   |
| <b>Гидрогеология и гидрогеохимия месторождения радоновых вод «Каменское» (г. Новосибирск)</b><br>Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф., Корнеева Т.В., Каменова-Тоцева Р.М., Максимова А.А., Деркачев А.С., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. | <b>192</b> | <b>Hydrogeology and hydrogeochemistry of the «Kamenskoe» field of radon-rich waters (Novosibirsk)</b><br>Novikov D.A., Sukhorukova A.F., Korneeva T.V., Kamenova-Totzeva R.M., Maksimova A.A., Derkachev A.S., Dultsev F.F., Chernykh A.V. |

УДК 553.98(479.24):550.8.072

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШАМАХИ-ГОБУСТАНСКОЙ ВПАДИНЫ В СВЯЗИ С ЕЁ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИМИ ОСОБЕННОСТЯМИ

Насибова Гюльтар Джумшуд гызы<sup>1</sup>,  
gultar\_nasibova\_1@yahoo.com

Мухтарова Хураман Зиядхан гызы<sup>1</sup>,  
mukhtarova.khuraman@mail.ru

<sup>1</sup> Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности,  
Азербайджан, AZE1010, г. Баку, пр. Азадлыг, 34.

В целях качественной оценки интенсивности территориального распределения напряжений сжатия, являющихся геодинамическим фактором в Шамахи-Гобустанской впадине, изучения их влияния на пликативные и дизъюнктивные дислокации, а также грязевой вулканизм были изучены морфологические особенности распространённых здесь локальных поднятий и грязевых вулканов, на основании полученных результатов были построены карты, показывающие особенности изменения величин амплитуд разломов, осложняющих структуры, а также карты изоморф, отражающие территориальное распределение напряжений сжатия в пределах стратиграфических единиц мела для северной, майкопа – для центральной и продуктивной толщи (ПТ) – нижний плиоцен ( $N_2^1b$ ) – для южной зон. Исследования выявили, что конусы грязевых вулканов, распространённых в северной зоне, где проявляются интенсивные напряжения сжатия, относительно меньше конусов грязевых вулканов, принадлежащих центральной зоне, а размеры конусов южной зоны больше, то есть размеры конусов увеличиваются с севера на юг в направлении уменьшения интенсивности напряжений сжатия. Следует отметить, что это также можно связать с благоприятным изменением в том же направлении литофациального состава разреза, который является одним из основных факторов в образовании грязевых вулканов. С целью определения роли литофациального фактора в образовании как грязевых вулканов, так и разломов различного вида на территории исследования на основании сводного литостратиграфического разреза был построен график, отражающий содержание глинистости и карбонатности в соответствующих стратиграфических временных интервалах. Наряду с этим были построены карты, отражающие естественные нефтегазопроявления и данные скважин по исследуемым зонам Шамахи-Гобустанской впадины где широко развиты природные нефтегазопроявления различного вида и происхождения, и на основании проведенных исследований для каждой зоны была установлена связь нефтегазопоявлений с пликативными и дизъюнктивными дислокациями, физико-механических свойств комплексов пород с динамическими процессами.

**Актуальность.** Шамахи-Гобустанская впадина, расположенная в юго-восточной части мегаантиклинориума Большого Кавказа, отличается сложным тектоническим строением. По своим геоморфологическим, тектоническим, литолого-стратиграфическим особенностям, а также нефтегазоносности впадина делится на северо-, центрально-, юго-западно-, юго-восточногобустанскую и Алятскую тектонические зоны. Развитые в этих зонах локальные поднятия осложнены высокоамплитудными надвигами и тектоническими покровами. Изучение влияния напряжений сжатия (которые являются геодинамическим фактором) на пликативные и дизъюнктивные дислокации, грязевой вулканизм и нефтегазоносность по зонам территории исследования выделяется своей актуальностью. В пределах впадины с севера на юг с ослаблением интенсивности напряжений сжатия наблюдается увеличение перспектив нефтегазоносности территории. Причиной, как правило, является миграция флюидов в направлении от зон высокого давления к зонам низкого давления. Вместе с тем, наряду с геодинамическим фактором, причинами высокой перспективности южной зоны территории исследования являются увеличение мощности майкопских, чокракских и отложений ПТ в южном направлении и распространение горизонтов песчаных коллекторов достаточно высокой мощности в литологическом составе.

Целью исследования является изучение особенностей территориального распределения основного геодинамического фактора – сжимающих напряжений, которые играют большую роль в формировании и развитии локальных поднятий и осложняющих их нарушений разного типа, в том числе грязевых вулканов, а также в распределении нефтегазовых месторождений в пределах Шамахи-Гобустанской впадины.

**Объекты:** структуры и их литофациальный состав, формируемые мезозойскими отложениями в северной, палеоген-миоценовыми – в центральной и плиоценовыми – в южной зонах Шамахи-Гобустанской впадины.

**Методы.** Используя особенности изменения морфологии складок, развитых в Шамахи-Гобустанской впадине, наряду с изоморфными картами для поверхностей мела, майкопа и плиоцена, северной, центральной и южной зон, также были построены карты, отражающие величины амплитуд разломов, схема перспектив нефтегазоносности территории, была проведена оценка влияния интенсивности распределения сжимающих напряжений в каждой зоне.

**Результаты.** Являющиеся геодинамическим фактором напряжения сжатия сыграли значительную роль в формировании структурно-тектонического плана осадочного чехла Шамахи-Гобустанского синклинория. Локальные поднятия, развитые во всех трех зонах Шамахи-Гобустанской впадины, сформировались под влиянием как продольного, так и поперечного механизмов изгиба; широкое развитие грязевого вулканизма, являющегося показателем нефтегазоносности, в пределах Шамахи-Гобустанского синклинория и многочисленные естественные нефтегазовые выходы дают возможность высокой оценки перспектив нефтегазоносности автохтонных крыльев структур надвигового и покровного типов; ввиду непосредственного влияния особенностей распределения напряжений сжатия на миграцию флюидов и образование скоплений, в зависимости от геодинамического режима в осадочном чехле, наблюдается ослабление интенсивности напряжений сжатия и увеличение нефтегазоносности территории с севера на юг.

### Ключевые слова:

Мощность, песчаность, перспективность, зона, структура, отложения, амплитуда, возраст, толщина, тектоническое нарушение, надвиг, кливаж, нефть, газ.

## Введение

Шамахи-Гобустанская впадина, расположенная в юго-восточной части мегаантиклинория Большого Кавказа, отличается сложной тектонической структурой (рис. 1). По своим геоморфологическим, тектоническим, литолого-стратиграфическим особенностям, а также нефтегазоносности впадина разделяется на Северный, Центральный, Юго-Западный, Юго-Восточный Гобустан и Алятскую тектоническую зоны [1].

В Северной зоне обширно развиты складки мелового возраста и осложнены крупными надвигами и крупномасштабными кливажами [1].



**Рис. 1.** Обзорная карта Шамахи-Гобустанской впадины. Тектонические нарушения [1]: 1 – Западно-Каспийский; 2 – Яшиминский; 3 – Малкамуд-Гермианский; 4 – Занги-Горадилский; 5 – Аджичай-Алятский

**Fig. 1.** Sightseeing map of the Shamakhy-Gobustan depression [1]. 1 – West Caspian; 2 – Yashma; 3 – Malkamud-Hermian; 4 – Zangi-Goradil; 5 – Adjichay-Alat

Преобладающие структуры надвигов образуют ступенчатость, которая резко отличает весь этот нефтегазоносный район (всю впадину) от соседних территорий. Северная зона всей впадины характеризуется обширным развитием терригенно-карбонатных пород мелового возраста.

В Центральной зоне развиты складки, связанные с палеоген-миоценовыми породами, которые простираются в субширотном направлении, характеризуются резкой асимметрией и осложнены продольными разрывами и надвигами [2].

В зоне Юго-Западного Гобустана локальные поднятия связаны с отложениями олигоцен-миоценового возраста. Одна из отличительных характеристик зоны заключается в том, что складки, сформировавшиеся здесь, осложнены продольными региональными разломами надвигового характера. Разломы осложнили в основном северные пологие крылья большинства локальных поднятий, и их северо-восточные крылья надвинуты на юго-западные под углом 30–75°. Горизонтальная амплитуда разрывов достигает 1200 м [2].

Антиклинальные зоны Юго-Восточного Гобустана, состоящие из малочисленных и разбросанных корот-

ких брахиантиклинальных и куполообразных локальных поднятий, связаны с отложениями плиоценового возраста. Тогда как часть этих поднятий повторяет ориентацию в общекавказском направлении палеоген-миоценовых структур Юго-Западного Гобустана, остальные простираются параллельно западному склону депрессии субмеридионального направления (Уталги, Мияджик, Анарт).

Следует отметить, что основной чертой, отличающей эту зону от остальных, является формирование грязевых вулканов на большинстве продольных разломов, осложняющих антиклинали [3–5].

Между Юго-Восточным Гобустаном и Нижнекуринской впадиной расположена Алятская тектоническая зона сложного тектонического строения. Зона осложнена продольным региональным тектоническим разломом с амплитудой 1500–1900 м, в результате чего на крутозалегающем юго-западном крыле на дневную поверхность выступили отложения абшеронского, а на северо-восточном крыле – плиоценового возраста. Поднятия этой зоны также осложнены продольно простирающимися разрывными нарушениями с развитыми грязевыми вулканами и грифонами [5].

## О методике исследования структурно-тектонических особенностей

Развитие в пределах имеющего сложное структурно-тектоническое строение Шамахи-Гобустанского синклиналиума складок различного морфологического строения и их осложнение взбросовыми, надвиговыми, покровными и сдвиговыми нарушениями, а также широкое развитие грязевого вулканизма указывает на подверженность данной территории интенсивным тектоническим, геодинамическим процессам и сжимающим напряжениям высокой интенсивности.

Причиной же тому является расположение данного структурного элемента в относительной близости к сводовой зоне юго-западного крыла Большого Кавказа [4].

Основная цель исследования заключается в детальном изучении локальных поднятий и осложняющих их тектонических нарушений различного типа, а также особенностей территориального распределения сжимающих напряжений, играющих основную роль в формировании и развитии грязевого вулканизма.

В целях качественной оценки интенсивности распределения сжимающих напряжений по всей территории были построены карты изоморф, отображающие территориальное распределение сжимающих напряжений, для отдельных стратиграфических единиц мела, майкопа и продуктивной толщи (ПТ) и карты, отражающие величины амплитуд тектонических нарушений, осложняющих структуры (рис. 2, 3).

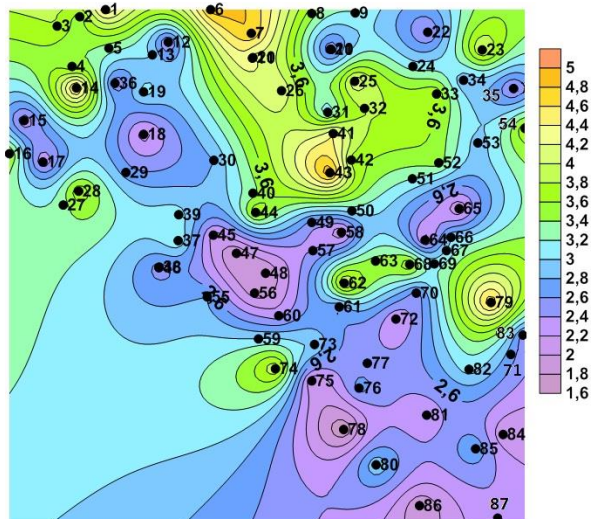
Проведенные исследования показали, что на основании особенностей тектонического и геодинамического режимов развития юго-восточного погружения Большого Кавказа, в связи с близостью расположения развитых в мезозое локальных поднятий к осевой зоне Большого Кавказа, территория подверглась большому воздействию сжимающих напряжений, в результате чего большинство структур являются линейно вытянутыми, удлиненными брахиформами,



осложненными нарушениями надвигового, покровного, сдвигового видов.

Несмотря на то, что большинство локальных структур, развитых в майкопских отложениях, являются короткими брахиформами, осложненными надвиговыми нарушениями, здесь также развиты изометрические складки [6].

Ввиду того, что локальные поднятия ПТ сформировались вдали от зоны интенсивного развития сжимающих напряжений, они осложнены радиально направленными сбросовыми и взбросовыми нарушениями.



**Рис. 2.** Изоморфная карта локальных поднятий по отдельным зонам Шамахи-Гобустанской впадины. Коэффициент изоморфности: Северная зона – 2,2–5; Центральная зона – 2,2–4,2; Южная зона – 1,6–2,8. Название структур: 1 – Сарыташчай; 2 – Пирбейли; 3 – Ени Гызмейдан; 4 – Талышнур; 5 – Гызмейдан; 6 – Ангелан; 7 – Кемчи; 8 – Гермиян; 9 – Гядису; 10 – Кюркечидаг; 11 – Гаджили; 12 – Арпабулаг; 13 – Тюрфе; 14 – Энгихаран; 15 – Гаравелли; 16 – Чархи; 17 – Сагиян; 18 – Ковбулак; 19 – Хилмилли; 20 – Алаташ; 21 – Гараязы; 22 – Кюркечидаг-Шерги; 23 – Г.З. Тагиев; 24 – Гарадаг-Шерги; 25 – Габандаг-Герби; 26 – Горадиль; 27 – Гойлер; 28 – Чанган; 29 – Медресе; 30 – Мерезе; 31 – Набур; 32 – Гибледаг; 33 – Агбурун-Шерги; 34 – Агбурун-Герби; 35 – Юнусдаг; 36 – Гаджилли-Джануб; 37 – Хыдырлы; 38 – Гушчу; 39 – Екехана; 40 – Гаиблер-Шаиблер; 41 – Гараджюзлу; 42 – Дженгичай; 43 – Илхыдаг; 44 – Шыхзеирли; 45 – Явандаг; 46 – Гиджекиахтарма; 47 – Гуан; 48 – Шейтануд; 49 – Байгуштин; 50 – Джануб-Алаташ; 51 – Бабаджан; 52 – Нафтик; 53 – Гёйтепе; 54 – Элинджа-Готурдаг; 55 – Гюнгермез; 56 – Сюндю; 57 – Гаргабазар; 58 – Донгузлуг; 59 – Дашмердан; 60 – Аживелли-Шерги; 61 – Чельдаг; 62 – Чельахтарма; 63 – Нардарахтарма; 64 – Борансыз Бояната; 65 – Боздаг; 66 – Шорбулаг; 67 – Чулга; 68 – Гарыгышлаг; 69 – Теклк; 70 – Чельдаг; 71 – Мияджик; 72 – Кафтаран; 73 – Илхычы; 74 – Шекихан; 75 – Эрзаны-Гылыч; 76 – Торагай; 77 – Умбака; 78 – Беридаш; 79 – Шихигая; 80 – Айрантёкен; 81 – Дуванны-Герби; 82 – Уталги; 83 – Анарт; 84 – Кенизедаг; 85 – Дуванны; 86 – Готурдаг; 87 – Дашиль

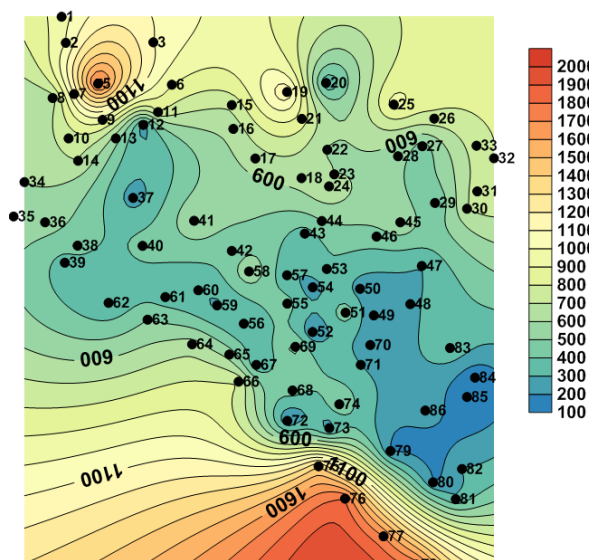
**Fig. 2.** Isomorphic map of local uplifts by individual zones of Shamakhy-Gobustan depression. Isomorphism coefficient: Northern zone – 2,2–5; Central zone – 2,2–4,2; South zone – 1,6–2,8. Name of structures: 1 – Sarytashchay; 2 – Pirbeyli; 3 – Yeni Gizmeidan; 4 – Talishnuru; 5 – Gizmeidan; 6 – Angelan; 7 – Kemchi; 8 – Germiyan; 9 – Gyadisu; 10 – Kyurkechidag; 11 – Hajili; 12 – Arpabulag; 13 – Tyurfe; 14 – Engikharan; 15 – Garavelli; 16 – Charkhi; 17 – Saghiyan; 18 – Kovbulak; 19 – Hilmilli; 20 – Alataash; 21 – Garayazy; 22 – Kyurkechidag-Shergi; 23 – G.Z. Tagiyev; 24 – Garadag-Shergi; 25 – Gabandag-Gerbi; 26 – Goradil; 27 – Goiler; 28 – Changan; 29 – Madrasah; 30 – Mereze; 31 – Nabur; 32 – Gibledag; 33 – Agburun-Shergi; 34 – Agburun-Gerbi; 35 – Yunusdag; 36 – Hajili-Janub; 37 – Khidirli; 38 – Gushchu; 39 – Ekehana; 40 – Gaibler-Shaibler; 41 – Garajuzlu; 42 – Dzhengichay; 43 – Ilhydag; 44 – Shikhzeirli; 45 – Yavandag; 46 – Gidzhekiakhtarma; 47 – Gian; 48 – Sheitanud; 49 – Baygushthin; 50 – Janub-Alataash; 51 – Babajan; 52 – Naftik; 53 – Goytepe; 54 – Elinja-Goturdag; 55 – Gyungermez; 56 – Syundu; 57 – Gargabazar; 58 – Donguzlug; 59 – Dashmerdan; 60 – Agivelli-Shergi; 61 – Cheildag; 62 – Cheilakhtarma; 63 – Nardaranakhtarma; 64 – Boransyz Boyanata; 65 – Bozdag; 66 – Shorbulag; 67 – Chulgaishlag; 68 – Garygyshlag; 69 – Teklk; 70 – Cheildag; 71 – Miyadzhik; 72 – Kaftaran; 73 – Ilkhychi; 74 – Shekihan; 75 – Erzany-Gylych; 76 – Toragay; 77 – Umbaki; 78 – Beridash; 79 – Shikhigaya; 80 – Ayrantoken; 81 – Duvanny-Gerbi; 82 – Utalgi; 83 – Anart; 84 – Kenizedag; 85 – Duvanny; 86 – Goturdag; 87 – Dashgil

Развитые в пределах трех поверхностей (мезозой, майкоп, ПТ) изучаемые локальные поднятия с отличающейся морфологией, осложненные нарушениями различной амплитуды и грязевыми вулканами, в действительности сформировались в зонах с различной территориальной интенсивностью сжимающих напряжений [6].

Этот факт подтверждается конфигурацией карт изоморф и изменением величин амплитуд нарушений, составленных для упомянутых поверхностей (рис. 2, 3)

Так, от более древних к молодым, изолинии по поверхности мезозоя характеризуются большей плотностью, по поверхности майкопа – относительной разреженностью, а по поверхности ПТ – сильной разреженностью. Помимо этого, большая амплитуда нарушений в 500–2000 м, осложняющих структуры в мезозое, постепенно убывает до 300–700 м в майкопе, а в ПТ составляет 150–1900 м (рис. 3).

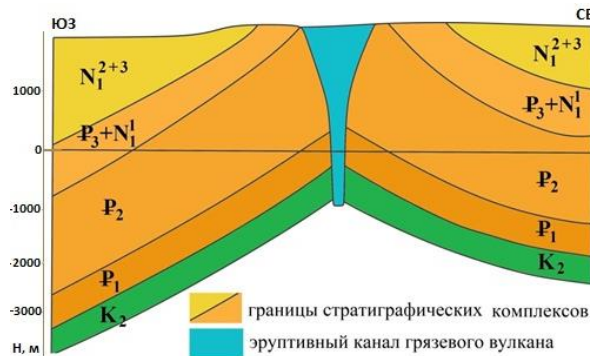
Причинами же падения амплитуды в направлении с севера на юг могут быть убывание интенсивности сжимающих напряжений в этом направлении, а также литофациальный состав осадочной толщи и уменьшение твердости пород, оказывающих влияние на развитие нарушений. Следует отметить, что в пределах северного склона впадины, т. е. в территориях, наиболее близко и параллельно расположенных к осевой линии Большого Кавказа, развиты грязевые вулканы Гызмейдан, Кюрдемич, Гаргаезлю, Набур (рис. 4) и др. [2].



**Рис. 3.** Карта изменения величин амплитуды тектонических нарушений в Шамахи-Гобустанской впадине. Амплитуды разрывов: Северная зона – 500–2000; Центральная зона – 300–700; Южная зона – 150–1900 м

**Fig. 3.** Map of changes in the magnitudes of the tectonic violations in the Shamakhy-Gobustan depression. Break amplitudes: Northern zone – 500–2000; Central zone – 300–700; South zone – 150–300 m

В центральной зоне, т. е. в наиболее восточном окончании южного крыла Большого Кавказа, развиты грязевые вулканы Нардаранахтарма, Шихзегирли, Шыхигайа, Гыргышлаг и ряд других (рис. 5).



**Рис. 4.** Профиль грязевого вулкана Набур [7]

**Fig. 4.** Profile of Nabur Mud Volcano [7]

Графики, построенные по поверхности ПТ, охватывают в основном южную часть Гобустана. В этой зоне высота конусов грязевых вулканов колеблется между 150–250 м, и они отличаются от остальных своим развитием: Торагай (рис. 6), Кениздег, Девелидаг, Уталгы, Чапылмышы, Шиштепе и др. [1, 2].

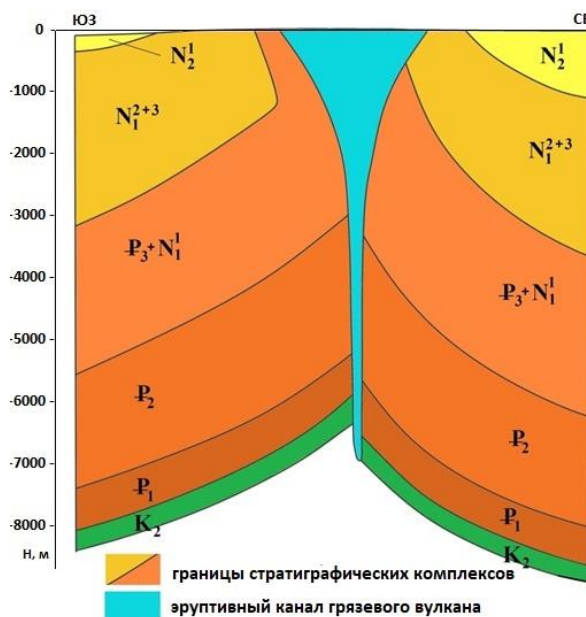
Следует отметить, что в направлении от Северной зоны к Южной интенсивность пликативных и дизъюнктивных дислокаций падает и происходит омоложение осадочных толщ. Резкое изменение шарниров антиклинальных зон, видов продольных нарушений и их амплитуд характерно для всей территории. Гордильский надвиг, простирающийся вдоль границы

Центральной и Северной зон, является самым крупным среди вышеупомянутых [2].

С целью изучения степени воздействия сжимающих напряжений на пликативные, дизъюнктивные дислокации и грязевой вулканизм в пределах территории были исследованы морфологические особенности грязевых вулканов, развитых здесь. Конусы развитых в Северной зоне грязевых вулканов, где интенсивно проявляются сжимающие напряжения, привлекают внимание относительно меньшими размерами по сравнению с конусами грязевых вулканов Центральной зоны.

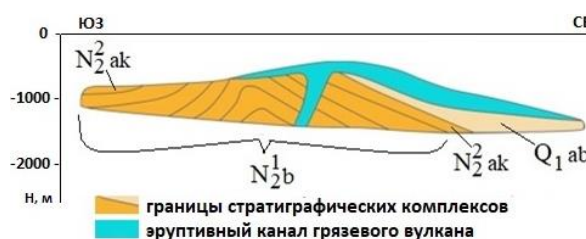
Конусы грязевых вулканов Южной зоны выделяются большими размерами. Нужно отметить, что с севера на юг, т. е. в направлении угасания интенсивности сжимающих напряжений, наблюдается увеличение и размеров, и диаметра конусов грязевых вулканов. Вдобавок это можно связать с «благоприятным» изменением литофациального состава разреза в данном направлении, что является одним из немаловажных факторов для образования грязевых вулканов.

Для определения роли литофациального фактора в образовании как грязевых вулканов, так и нарушений различного вида в пределах рассматриваемых стратиграфических интервалов на основании сводного нормального литолого-стратиграфического разреза был составлен количественный график глинистости и карбонатности.



**Рис. 5.** Профиль грязевого вулкана Нардаранахтарма [7]

**Fig. 5.** Profile of Nardaranakhtarma Mud Volcano [7]



**Рис. 6.** Профиль грязевого вулкана Торагай [7]

**Fig. 6.** Profile of Toragay Mud Volcano [7]

По графику видно, что глинистость терригенно-карбонатных отложений мезозойского возраста, составляет 48 %, что намного меньше в сравнении с отложениями майкопа и ПТ.

Отложениям майкопа характерна глинистость в 65 %, а разрезу ПТ – 71 %. Отметим, что обратно пропорциональная глинистости карбонатность составляет, соответственно, 23, 10 и 8 % (рис. 7).

Изменение литологического состава пород в подобной форме, увеличение размеров конусов грязевых вулканов от Северной зоны в южном и юго-западном направлениях могут быть связаны с увеличением объема некомпонентных пород в этом же направлении в комплексах отложений различного возраста.

Алятская тектоническая зона, охватывающая юго-западную часть Гобустана, характеризуется сложным тектоническим строением и широким развитием грязевого вулканизма. Здесь сформировались грязевые вулканы: Дашмярдан, Солахай, Айрантекан, Готурдаг, Гырдаг и др. Амплитуда продольного нарушения, с которым связаны эти вулканы, колеблется в пределах 1400–1600 м [8].

Исследования показали, что большинство локальных поднятий, развитых в комплексе кайнозойских отложений впадины, имеют инъективное, т. е. диапировое, происхождение. Развитие складок такого типа имеет конседиментационный характер и происходит под воздействием механизма поперечного изгиба. Но, ввиду того, что впадина расположена вблизи зоны коллизии, в формировании локальных поднятий на её территории в определенной степени участвуют и сжимающие напряжения, т. е. механизм продольного изгиба [9, 10].

Роль механизма продольного изгиба в развитии диапировых складок находит свое отражение в морфологии этих складок.

Например, изометрическая форма складок указывает на практическое отсутствие в их формировании механизма продольного изгиба. Известно, что для формирования диапировых складок основной причиной являются и активность механизма продольного изгиба, и сжимающие напряжения. Зарождение же механизма продольного изгиба связано с наличием в пределах территории сжимающих напряжений. Учитывая соприкосновение впадины на севере с зоной коллизии, которая является источником сжимающих напряжений, а также относительно высокую глинистость осадочного чехла, широкое развитие грязевого вулканизма можно считать естественным.

Основным фактором для образования грязевых вулканов является наличие неуплотненной осадочной толщи, характеризующейся высокой пластичностью и большой мощностью, присутствием пластов глин. Разрез Шамахи-Гобустанской впадины, которая является территорией исследования, характеризуется 60–80 % глинистостью. Наряду с этим в данном осадконакопительном бассейне присутствовали благоприятные структурно-тектонические и геодинамические условия для развития грязевого вулканизма [11–13].

Следует отметить, что самые крупные грязевые вулканы Шамахи-Гобустанской впадины сформировались в пределах Западной, Юго-Западной и Алят-

ской тектонических зон (Дашмердан, Солахай, Айрантекан) (рис. 8–10) вдоль продольных и поперечных нарушений, на сводах, крыльях и переклиналях антиклинальных структур.

В южном и в юго-восточном направлениях роста интенсивности извержений наблюдается увеличение размеров конусов. Здесь крупность грязевых вулканов и интенсивность извержений связаны с подверженностью как Шамахи-Гобустанского синклиналиума, так и Алят-Ленгезской тектонической зоны сильному влиянию высокоинтенсивных сжимающих напряжений, возникающих в зонах Большого и Малого Кавказа, и Талыша [14–16].

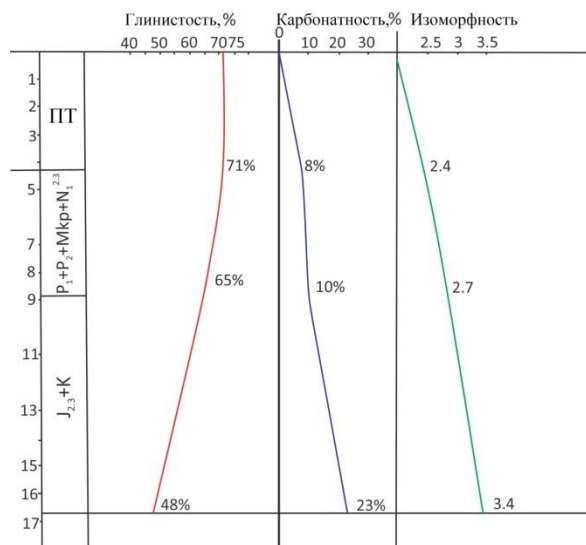


Рис. 7. Изменение глинистости и карбонатности по глубине

Fig. 7. Change of clay and carbonate content in depth

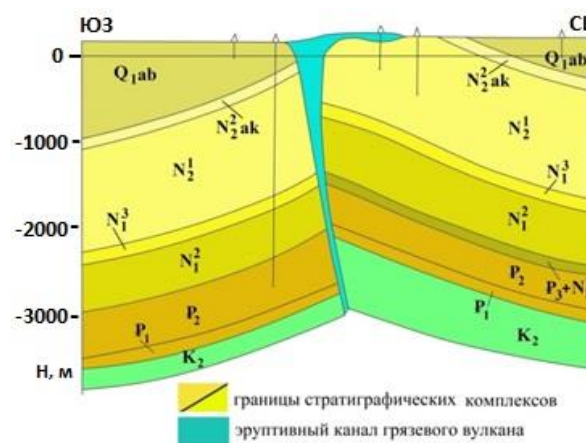


Рис. 8. Профиль грязевого вулкана Дашмярдан [7]

Fig. 8. Profile of Dashmardan Mud Volcano [7]



Рис. 9. Профиль грязевого вулкана Солахай [7]

Fig. 9. Profile of Solakhay Mud Volcano [7]

Как известно, на первичных этапах, в результате внешнего воздействия, пласты, подвергшись в основном пликативным дислокациям, образуют складки различного вида и морфологии. Если их образование односторонне протекает путем механизма продольного изгиба, осевая поверхность складки будет тяготеть в сторону, противоположную направлению наиболее сильного воздействия.

В результате же продолжительного воздействия силы складка будет формироваться вначале как косая, перейдя в дальнейшем в опрокинутую и далее в лежачую. Дальнейшее развитие складки определяется особенностями составляющих её комплексов пород.

Так, например, если комплекс пород составлен в основном некомпетентными пластами, складка, приняв лежачее положение, в условиях продолжения внешнего воздействия, принимает положение перевернутой складки. Это происходит в случаях, когда пласты, составляющие структуру, представлены пластичными породами.

В таких случаях, несмотря на возникновение напряжений растяжения в сводовой части складки, переход образовавшейся там относительно плотной сети трещин в разрывные дислокации менее вероятен, ввиду того, что пласты некомпетентных пород более склонны к пластическим деформациям. В этой ситуации вероятность преобразования лежачей складки в период своего дальнейшего развития в перевернутую выше.

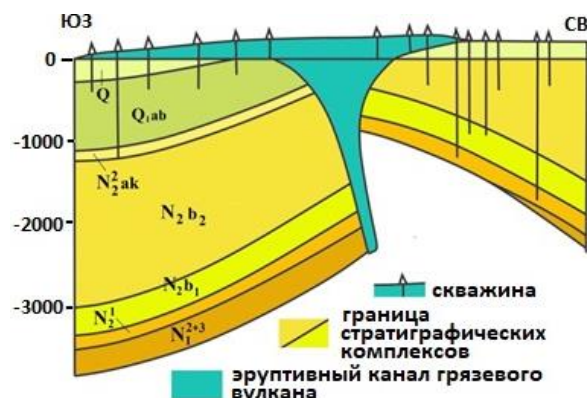


Рис. 10. Профиль грязевого вулкана Айрантекан [7]  
Fig. 10. Profile of Ayrantekan Mud Volcano [7]

В случае когда породы комплексов, составляющих складку, характеризуются относительной твердостью, т. е. компетентностью, либо если в разрезе пластичные слои составляют меньшинство, из-за напряжений растяжения, возникших в сводовой части складки, первично возникшая здесь относительно плотная сеть трещин в результате продолжительного воздействия внешнего влияния в этой же зоне станет причиной нарушения целостности пластов и, как следствие, формирования надвигового нарушения перемещением висячего крыла по поверхности разрыва в направлении воздействия сжимающих напряжений на лежачее крыло.

Следует отметить, что надвиг (а также шарьяж) – это, в действительности, развитие пликативной дислокации, т. е. развитие складки в направлении дизъюнктивно-разрывной дислокации. В таких ситуациях,

с точки зрения нефтегазоносности, перспективными могут быть принимающие участие в строении надвига коллекторы лежачего крыла, а в случае развития до покрова – автохтон (из-за экранирования аллохтоном).

Таким образом, остаточная (пластичная либо хрупкая) деформация, возникшая в породах как результат внешнего воздействия, в значительной степени зависит от их физических свойств, т. е. компетентности или некомпетентности.

Ввиду предрасположенности пластов, составленных из компетентных пород, хрупкой деформации под воздействием сжимающих напряжений, становятся причиной формирования дизъюнктивной дислокации при развитии складки.

Пласты некомпетентных пород при продолженном внешнем воздействии на составленную ими складку являются причиной образования складок различной морфологии в результате пликативной деформации.

Северная тектоническая зона Шамахи-Гобустанской впадины, как отмечалось ранее, выделяется широким развитием структур мелового возраста, и здесь сформировались в основном компетентные терригенно-карбонатные отложения. Из-за этого развитые здесь под воздействием сжимающих напряжений локальные поднятия осложнены в основном нарушениями надвигового, покровного и сдвигового видов. Большая амплитуда этих нарушений указывает на интенсивность формирующих их сжимающих напряжений.

Осадочный комплекс Центрального Гобустана был накоплен в условиях воздымания осевой зоны Юго-Восточного Кавказа и глубокого погружения окружающих впадин [4], а накопленные пластичные слои глин подверглись интенсивному складкообразованию и дизъюнктивным дислокациям. Эти пластичные глинистые массы, вытесняясь вверх, стали причиной образования диапировых структур. Здесь, как правило, по всем антиклинальным структурам проходят продольные нарушения, в результате чего северо-восточное (аллохтонное) крыло залегает на юго-западном (автохтонном). Наряду с этим, оба крыла были раздроблены на тектонические блоки поперечными нарушениями. Малая, по сравнению с Северной зоной, амплитуда нарушений, осложняющих антиклинальные складки субширотного простирания палеоген-миоценовых отложений в Центральном Гобустане, связана, соответственно, с относительно слабой интенсивностью сжимающих напряжений на данной территории и более широким развитием некомпетентных пород.

Олигоцен-миоценовые отложения как Юго-Западного, так и Центрального Гобустана осложнены брахиантиклинальными складками. Для локальных поднятий данной зоны также характерно осложнение региональными продольными нарушениями. Амплитуда нарушений взбросового и надвигового видов, в сравнении с Центральной зоной, меньше. Естественные выходы нефти и газа, а также проявления грязевых вулканов, широко развитых в Юго-Западном Гобустане, в сводном разрезе которого преобладают глины, связаны с тектоническими нарушениями [17–20].

В Юго-Восточном Гобустане короткие брахиантиклиналы и куполообразные поднятия разделены на мелкие антиклинальные зоны, характеризующиеся малым количеством и разбросанным расположением. Одной из основных особенностей Юго-Восточного Гобустана является различное простирание его антиклиналей. Так, некоторые поднятия, повторяя общекавказское направление палеоген-миоценовых поднятий Юго-Западного Гобустана, имеют унаследованный характер (Дуванный, Кянизадаг, Торагай, Челихтарма и др.). Другие же поднятия (Уталги, Шихигая, Анарт), простираясь в субмеридиональном направлении, сформировались параллельно западному склону. Такая ориентация этих складок указывает на их дисгармоничность либо же отсутствие у них глубоких корней.

Одновременно Юго-Восточный Гобустан отличается широким распространением грязевых вулканов, связанных с продольными нарушениями, осложняющими антиклиналы. Поперечные и радиальные нарушения, осложняющие некоторые антиклинальные складки, затухают с глубиной в низах плиоцена, не доходя до миоценовых пород [2]. Это позволяет высказать мнение о том, что данные структуры имеют короткую брахи- и изометрическую форму при более активном воздействии механизма поперечного изгиба в их формировании. Можно предположить осложнение диапировых складок или складок, осложненных грязевым вулканизмом, радиальными нарушениями за счет возникновения напряжений растяжения в сводовой части в результате перемещения пластичных глинистых слоев вверх.

Территория Шамахи-Гобустанской впадины характеризуется широким распространением естественных нефтегазопроявлений различного вида и происхождения. Проведенные исследования выявили для этих зон связь нефтегазопроявлений, пликтивных и дизъюнктивных дислокаций, а также физико-механических свойств комплексов пород с геодинамическими процессами.

Известные нефтегазопроявления Северной зоны, где развиты локальные поднятия мезозойских отложений, связаны с развитыми здесь различными нарушениями [2], а Центрального Гобустана – с песчано-алевритовыми породами-коллекторами палеогена, обнажающимися в сводовой части антиклиналей. В узкой южной полосе, примыкающей к северному склону Джейранкечмезской впадины данной зоны, наблюдаются выходы нефти и газа, связанные с нижне- и среднемиоценовыми отложениями.

Тогда как в пределах Юго-Западного Гобустана природные выходы нефти и газа связаны с пластами-коллекторами олигоцен-миоценовых отложений, в Юго-Восточной и Алятской тектонической зонах они наблюдаются в сводовых частях отдельных поднятий в дневных обнажениях нефтяных пород песчанисто-алевролитового состава, относящихся к различным интервалам ПТ [8, 9].

Вышеуказанные нефтегазопроявления имеют большое значение для проведения структурно-картировочных работ на отдельных участках терри-

тории, бурения и испытания поисково-разведочных скважин в целях оценки перспектив нефтегазоносности стратиграфических единиц мезокайнозойских отложений Шамахи-Гобустана.

Проведенные исследования по этому направлению показывают, что вследствие неравномерности степени их изученности уровень их описания неодинаков. Однако следует учесть, что даже крайне незначительные признаки нефтегазоносности могут сыграть важную роль в сравнительной оценке перспектив нефтегазоносности отдельных стратиграфических единиц (например, мел, палеоген-миоцен, плиоцен) [8].

В Северной зоне, где сжимающие напряжения интенсивны, нефтегазоносность отмечается только в разрезах пробуренных скважин в виде слабых проявлений. Нужно учесть, что широкое развитие по всей территории сальз, грифонов и сопок является важным признаком, отрицательно влияющим на нефтегазоносность. Дело в том, что в результате воздействия сжимающих напряжений на осадочный чехол впадины часть флюидов, вытесняясь и выходя на поверхность земли по тектоническим нарушениям и сети трещин, а часть мигрируя в зоны слабого воздействия сжимающих напряжений, являются причиной разрушения месторождений [20, 21]. Вместе с тем на изучаемой территории надвиги с большими амплитудами могут сыграть важную роль в перспективах её нефтегазоносности, обусловленной сохранением залежей углеводородов в коллекторах лежащих крыльев.

В Центральной зоне, где, по сравнению с Северной зоной, сжимающие напряжения имеют относительно слабый характер, в разрезах скважин наблюдались интенсивные нефтегазопроявления и промышленные притоки. В Южной зоне, с более слабой интенсивностью сжимающих напряжений, находятся основные эксплуатируемые месторождения и структуры со скважинами, из которых получены притоки промышленного значения [1].

Можно прийти к выводу, что с севера к югу, в направлении затухания интенсивности сжимающих напряжений, перспективы нефтегазоносности растут. Причиной, как правило, является миграция флюидов из зон высокого давления в зоны низкого давления.

Следует отметить, что наряду с геодинамическим фактором увеличение мощности отложений майкопа, чокрака и ПТ в южном направлении, а также наличие в их составе горизонтов песчаных коллекторов достаточной мощности сыграли свою роль в выделении Южного Гобустана в качестве высокоперспективной зоны.

#### **Выводы**

1. Сжимающие напряжения, являющиеся геодинамическим фактором, сыграли важную роль в формировании структурно-тектонического плана осадочного чехла Шамахи-Гобустанской впадины.
2. Локальные поднятия, развитые во всех трех зонах Шамахи-Гобустанской впадины, сформировались в результате механизмов продольного и поперечного изгиба.
3. В связи с тем, что большая часть осадочного чехла территории составлена чередованием терри-

генных и карбонатных пород, подверженных пликативным и дизъюнктивным дислокациям, здесь в основном распространены слоистые природные резервуары гранулярного и ловушки структурно-тектонического типов.

4. Учитывая широкое развитие грязевого вулканизма и многочисленных естественных выходов нефти и газа как показателей нефтегазоносности в пределах Шамахи-Гобустанского синклиналиума, здесь высоко могут быть оценены перспективы нефте-

газоносности автохтонных крыльев надвиговых и покровных видов структур.

5. В зависимости от геодинамического режима в осадочном чехле ввиду непосредственного влияния особенностей распределения сжимающих напряжений на миграцию флюидов и образование скоплений с падением интенсивности сжимающих напряжений в направлении с севера на юг наблюдается рост нефтегазоносности.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Юсифов Х.М. Нефтегазоносность и неантиклинальные ловушки палеоген-миоценовых отложений Шамахи-Гобустана. – Баку: Марс Принт, 2016. – 204 с.
2. Геологические основы поисков нефтегазовых месторождений в палеоген-миоценовых отложениях Восточного Азербайджана / Х.М. Юсифов, Р.Р. Рахманов, С.Б. Мамедов, А.А. Эфендиев // Геолог Азербайджана. – 2006. – № 1. – С. 46–63.
3. Юсифов Х.М., Рахманов Р.Р. Выбор направления поисково-разведочных работ и уточнение геологического строения и перспективности мезокайнозойских отложений Юго-Восточного Гобустана-Западного Абшерона: заключительный отчет научно-исследовательской работы НИИГНКАР. – Баку, 2008. – 208 с.
4. Юсифов Х.М., Эфендиев А.А., Мамедов С.Б. Перспективные направления и анализ комплексного геолого-геофизического изучения палеоген-миоценовых отложений юго-восточной части Большого Кавказа // Научные работы НИИГНКАР. – 2006. – № 6. – С. 25–35.
5. Алиев Ад.А. Грязевой вулканизм Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2006. – № 3. – С. 12–21.
6. Нариманов Н.Р., Насибова Г.Д., Мансурова С.И. Геодинамический режим формирования структурного плана и нефтегазоносности Шемаха-Гобустанского синклиналиума // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 17–23.
7. Atlas of the world mud volcanoes / Ad.A. Aliyev, I.S. Guliyev, F.N. Dadashev, R.R. Rakhmanov. – Baku: Nafta-Press, 2015. – 205 p.
8. Гусейнов Б.Б., Салманов А.М., Магеррамов Б.И. Нефтегазо-геологическое районирование территории суши Азербайджана. – Баку: Марс Принт, 2019. – 308 с.
9. Нариманов Н.Р. Геодинамическая обстановка обрамления Южно-Каспийской мегавпадины // Геолог Азербайджана. – 2005. – № 10. – С. 26–32.
10. Нариманов Н.Р. Влияние геодинамических процессов на нефтегазообразование в Южно-Каспийской впадине // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 13–18.
11. Моделирование механизма генерации, аккумуляции и путей миграции углеводородов в Южно-Каспийской впадине / К.Н. Каграманов, Н.М. Ганиев, Х.З. Мухтарова, М.Т. Бабаева //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 6. – С. 37–45.

12. Prognosis of Baku archipelago hydrocarbon potential by types of mud volcanoes / N.R. Narimanov, G. Gahramanov, M.S. Babayev, S.G. Shpirco, G.J. Nasibova, K.Z. Mukhtarova // Вестник Киевского национального университета имени Т. Шевченко. Геология. – 2019. – № 4 (87). – С. 55–62.
13. Cenozoic stage of development of local structures of the Lower Kura Depression and Baku Archipelago related to their oil and gas perspective / N.R. Narimanov, N.A. Babayev, G. Gahramanov, Z. Javad-Zadeh // Geological Journal. – 2018, 2 July. – № 10. – P. 337–341.
14. Geosciences of Azerbaijan / A.A. Alizadeh, I.S. Guliyev, F.A. Kadirov, L.V. Epelbaum // Economic Geology and Applied Geophysics, Springer International Publishing. – 2017. – V. I. – № 10. – P. 340–351.
15. Mukhtarova K.Z., Nasibova G.J., Ahmadov M.G. The role of South-Eastern Gobustan and Absheron depressions clays with rheologically active properties in formation of structures and mud volcanism // American Association Educational Researcher, Washington. – 2016, December. – № 9. – P. 673–678.
16. Yusifov M., Rabinowitz P. Classification of mud volcanoes in the South Caspian Basin, offshore Azerbaijan // Marine and Petroleum Geology. – 2014. – № 21 (8). – P. 965–975.
17. Buniyat-zade Z.A. Gas and oil volcanism: genesis and classification // Proc. III International Conference of Azerbaijan Society of Oil Geologists. – Baku, 1995. – P. 5–6.
18. Kerimov A.A., Guseynov G.M., Narimanov N.R. Geodynamical aspects of manifestations of diapirism and mud volcanism // Proct. III International Conference of Azerbaijan Society of Oil Geologists. – Baku, 1995. – P. 4–5.
19. Deep gases discharged from mud volcanoes of Azerbaijan: new geochemical evidence / M. Bonini, F. Tassi, A. Feyzullayev, C. Aliyev // Marine and Petroleum Geology. – 2013. – № 43. – P. 450–463.
20. Methane emission from mud volcanoes in Eastern Azerbaijan / G. Etiopie, A. Feyzullayev, C. Baciuc, A. Milkov // Geology. – 2004. – № 32 (6). – P. 465–468.
21. Roberts K., Stewart S., Davies R. Sector collapse of mud volcanoes // Journal of the Geological Society. – 2011. – № 168 (1). – P. 49–60.

Поступила 13.01.2021 г.

#### Информация об авторах

**Насибова Г.Д.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности.

**Мухтарова Х.З.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности.

UDC 553.98(479.24):550.8.072

## OIL AND GAS PROSPECTS OF THE SHAMAKHY-GOBUSTAN DEPRESSION IN RELATION TO ITS STRUCTURAL AND TECTONIC PROPERTIES

**Gultar Jumshud kizi Nasibova<sup>1</sup>,**  
gultar\_nasibova\_1@yahoo.com

**Khuraman Ziyadkhan kizi Mukhtarova<sup>1</sup>,**  
mukhtarova.khuraman@mail.ru

<sup>1</sup> Azerbaijan State Oil and Industry University,  
34, Azadlig avenue, Baku, AZ1010, Azerbaijan.

*For quality assessment of intensity of the area distribution of compressional stresses (geodynamic factor in the Shamakhy-Gobustan depression) and to study its impact upon folding, faulting and mud volcanism, the authors have studied the morphological properties of locally developed uplifts and mud volcanoes, and based on the results obtained have built the maps showing the properties of the magnitude variation of the amplitudes of the faults complicating the structures as well as isomorphic maps reflecting area distribution of compressional stress within the stratigraphic units of the Cretaceous for the northern, Maikopian – for the central and Productive Series – for the southern zones. The studies have revealed that the cones of mud volcanoes, common in the northern zone, where intense compressional stresses are manifested, are relatively smaller than the cones of mud volcanoes of the central zone, and those of the southern zone are larger, that is, the cone dimensions increase from north to south in the direction of decreasing intensity of compressional stresses. It should be noted that this can also be associated with a favorable change in the lithofacies composition of the section in the same direction, which is one of the main factors in the formation of mud volcanoes. In order to determine the role of the lithofacies factor in the formation of both mud volcanoes and faults of various types within the study area, based on the composite lithostratigraphic section the authors drawn the diagram, reflecting the clay and carbonate content in the corresponding stratigraphic time intervals. At the same time the maps reflecting natural oil and gas shows and well data for the zones of the Shamakhy-Gobustan depression under study, where natural oil and gas shows of various types and origin are widespread, were made and based on the studies carried out for each zone, association of oil and gas shows with folding and faulting as well as that of the physical and mechanical properties of rock complexes with geodynamic processes were established.*

**Relevance.** The Shamakhy-Gobustan depression, located in the southeastern part of the Greater Caucasus megaanticlinorium, is distinguished by a complex tectonic structure. According to its geomorphological, tectonic, lithological and stratigraphic properties, as well as oil and gas content, the depression is divided into northern, central, southwestern, southeastern Gobustan and Alat tectonic zones. Local uplifts developed within these zones are complicated by high-amplitude overthrusts and tectonic nappes. The study of the impact of compressional stresses (geodynamic factor) upon folding and faulting, mud volcanism and oil and gas content for the zones of the area under investigation stands out for its relevance. Decrease in intensity of compressional stresses from north to south along with increasing prospects of oil and gas content of the area is observed within the depression. The reason, as a rule, is the migration of fluids from high pressure zones towards low pressure zones. At the same time, along with the geodynamic factor, the reasons for the high prospects of the southern zone of the study area are the increase in the thickness of the Maikop, Chokrak and Productive Series (N<sub>2</sub><sup>1b</sup>) sediments southwards and the spread of horizons of sandy reservoirs of sufficiently high thickness in the lithological composition.

**The main aim** of the study is to investigate the areal distribution properties of the main geodynamic factor – compressional stresses, which play an important role in formation and evolution of local uplifts and faults of various types complicating them, also of mud volcanoes, and in distribution of oil and gas fields within Shamakhy-Gobustan depression.

**Subjects:** structures and their lithofacial composition formed by Mesozoic deposits in the northern, Paleogene-Miocene deposits in the central and Pliocene deposits in the southern zones of the Shamakhy-Gobustan depression.

**Methods.** Using the morphology variation properties of folds developed in the Shamakhy-Gobustan depression, maps reflecting the magnitudes of the fault amplitudes along with isomorphic maps for the surfaces of Cretaceous, Maikop and Pliocene, northern, central and southern zones, as well as a diagram of the prospects for the oil and gas content of the area were built, intensity of distribution of compressional stresses in each zone were assessed.

**Results.** Compressional stress, as a geodynamic factor, played a significant role in formation of structural and tectonic layout of the sedimentary cover of the Shamakhy-Gobustan synclinorium. Local uplifts developed in all three zones of the Shamakhy-Gobustan depression were formed under the impact of both longitudinal and transverse bending mechanisms; widely developed mud volcanism, which is an indicator of oil and gas content, within the Shamakhy-Gobustan synclinorium and numerous natural oil and gas seeps make it possible to highly assess the prospects for oil and gas potential of autochthonous limbs of thrust and cover type structures; due to the direct impact of the distribution properties of the compressional stresses on fluid migration and formation of accumulations, depending on the geodynamic regime in the sedimentary cover, there is decrease in intensity of compressional stresses and increase in the oil and gas content of the area from north to south.

### Key words:

Thickness, sand content, prospects, zone, structure, sediments, amplitude, age, cover, tectonic fault, overthrust, cleavage, oil, gas.

### REFERENCES

1. Yusifov Kh.M. *Neftegazonosnost i neantiklinalnye lovushki paleogen-miosenovykh otlozheniy Shamakhy-Kobustana* [Oil and gas potential and non-anticlinal traps of the Paleogene-Miocene deposits of Shamakhi-Gobustan]. Baku, Mars-Print Publ., 2016. 204 p.
2. Yusifov Kh.M., Rakhmanov R.R., Mamedov S.B., Efendiyev A.A. Geological foundations of prospecting for oil and gas fields in the Paleogene-Miocene sediments of East Azerbaijan. *Geologist of Azerbaijan*, 2006, no. 1, pp. 46–63. In Rus.

3. Yusifov Kh.M., Rakhmanov R.R. *Vybor napravleniya poiskovo-razvedochnykh rabot i utocnenie geologicheskogo stroeniya i perspektivnosti mezokaynozoysskikh otlozheniy Yugo-Vostochnogo Gobustana-Zapadnogo Absheron: zaklyuchitelny otchet nauchno-issledovatel'skoy raboty NIIGNCAR* [Selection of the direction of prospecting and exploration work and clarification of the geological structure and prospects of Meso-Cenozoic deposits of South-Eastern Gobustan-Western Absheron: the final report of the research work of the Scientific Research Institute of the State Oil Company of the Republic of Azerbaijan]. Baku, 2008. 208 p.
4. Yusifov Kh.M., Efendiev A.A., Mamedov S.B. Perspektivnye napravleniya i analiz kompleksnogo geologo-geofizicheskogo izucheniya paleogen-mioesenovykh otlozheniy yugo-vostochnoy chasti Bolshogo Kavkaza [Prospective directions and analysis of a comprehensive geological and geophysical study of the Paleogene-Miocene deposits of the southeastern part of the Greater Caucasus]. *Scientific works Scientific Research Institute of the State Oil Company of the AR*, 2006, no. 6, pp. 25–35.
5. Aliyev Ad.A. Gryzhevoy vulkanizm Yuzhno-Kaspiyskogo neftegazonosnogo basseyna [Mud volcanism of the South Caspian oil and gas basin]. *Geology and minerals of the World Ocean*, 2006, no. 3, pp. 12–21. In Rus.
6. Narimanov N.R., Nasibova G.J., Mansurova S.I. Geodynamic regime of formation of the structural plan and oil and gas content of the She-makha-Gobustan synclinorium. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2017, no. 6, pp. 17–23. In Rus.
7. Aliyev Ad.A., Guliyev I.S., Dadashev F.N., Rakhmanov R.R. *Atlas of the world mud volcanoes*. Baku, Nafta-Press Publ., 2015. 205 p.
8. Guseynov B.B., Salmanov A.M., Magerramov B.I. *Neftegazogeologicheskoe rayonirovanie territorii sushy Azerbaydzhana* [Oil and gas geological zoning of the land territory of Azerbaijan]. Baku, Mars-Print Publ., 2019. 308 p.
9. Narimanov N.R. Geodinamicheskaya obstanovka obramleniya Yuzhno-Kaspiyskoy megavpadiny [Geodynamic setting of the framing of the South Caspian megadepression]. *Geologist of Azerbaijan*, 2005, no. 10, pp. 26–32.
10. Narimanov N.R. Vliyaniye geodinamicheskikh protsessov na neftegazoobrazovanie v yuzhno-Kaspiyskoy vpadine [Influence of geodynamic processes on oil and gas formation in the South Caspian depression]. *Azerbaijan Oil Industry*, 2008, no. 8, pp. 13–18.
11. Kagramanov K.N., Ganiev N.M., Mukhtarova K.Z., Babaeva M.T. Simulating generation, accumulation and hydrocarbon migration ways in South Caspian Depression. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2018, no. 6, pp. 37–45. In Rus.
12. Narimanov N.R., Gahramanov G., Babaev M.S., Shpirko S.G., Nasibova G.J., Mukhtarova K.Z. Prognosis of Baku archipelago hydrocarbon potential by types of mud volcanoes. *Bulletin of the T. Shevchenko National University of Kyiv, Geology*, 2019, no. 4 (87), pp. 55–62. In Rus.
13. Narimanov N.R., Babaev N.A., Gahramanov G., Javad-Zadeh Z. Cenozoic stag of development of local structures of the Lower Kura Depression and Baku Archipelago related to their oil and gas perspective. *Geological Journal*, 2018, 2 July, no. 10, pp. 337–341.
14. Alizadeh A.A., Guliyev I.S., Kadirov F.A., Epelbaum L.V. Geosciences of Azerbaijan. *Economic Geology and Applied Geophysics, Springer International Publishing*, 2017, vol. I, no. 10, pp. 340–351.
15. Mukhtarova K.Z., Nasibova G.J., Ahmadov M.G. The role of South-Eastern Gobustan and Absheron depressions clays with rheologically active properties in formation of structures and mud volcanism. *American Association Educational Researcher, Washington*, 2016 December, no. 9, pp. 673–678.
16. Yusifov M., Rabinowitz P. Classification of mud volcanoes in the South Caspian Basin, offshore Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, no. 21 (8), pp. 965–975.
17. Buniat-zade Z.A. Gas and oil volcanism: genesis and classification. *Proc. III International Conference of Azerbaijan Society of Oil Geologists*. Baku, 1995. pp. 5–6.
18. Kerimov A.A., Guseynov G.M., Narimanov N.R. Geodynamical aspects of manifestations of diapirism and mud volcanism. *Proc. III International Conference of Azerbaijan Society of Oil Geologists*. Baku, 1995. pp. 4–5.
19. Bonini M., Tassi F., Feyzullayev A., Aliyev C. Deep gases discharged from mud volcanoes of Azerbaijan: New geochemical evidence. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, no. 43, pp. 450–463.
20. Etiope G., Feyzullayev A., Baciu C., Milkov A. Methane emission from mud volcanoes in Eastern Azerbaijan. *Geology*, 2004, no. 32 (6), pp. 465–468.
21. Roberts K., Stewart S., Davies R. Sector collapse of mud volcanoes. *Journal of the Geological Society*, 2011, no. 168 (1), pp. 49–60.

*Received: 13 January 2021.*

#### Information about the authors

**Gultar J. Nasibova**, Cand. Sc., associate professor, Azerbaijan State Oil and Industry University.

**Khuraman Z. Mukhtarova**, Cand. Sc., associate professor, Azerbaijan State Oil and Industry University.



УДК 622.276.53

## ТЕПЛООБМЕННОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

**Вахитова Роза Ильгизовна<sup>1</sup>,**  
goza-w@mail.ru

**Уразаков Камил Рахматуллович<sup>2</sup>,**  
UrazakK@mail.ru

**Думлер Елена Борисовна<sup>2</sup>,**  
dumler08@mail.ru

<sup>1</sup> Альметьевский государственный нефтяной институт,  
Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2а.

<sup>2</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность** разработки технического устройства обусловлена необходимостью решения задач, связанных с охлаждением высокооборотных вентильных и асинхронных погружных двигателей, в том числе при выводе добывающих скважин на рабочий режим. Особенно актуальна разработка эффективных систем охлаждения таких двигателей при использовании высокооборотных двигателей в малодобитных скважинах, поскольку мощность источников теплоты резко увеличивается по квадратичному закону в зависимости от числа оборотов.

**Основная цель:** разработать конструкцию теплообменного устройства, позволяющего интенсифицировать теплообменные процессы в погружном электродвигателе для увеличения его межремонтного периода работы.

**Объектом** исследования является модуль-теплообменник, применяемый в серийно выпускаемых электропогружных центробежных насосных установках с асинхронными погружными маслозаполненными двигателями и в высокооборотных погружных установках с вентильными электродвигателями. Модуль-теплообменник предназначен для снижения тепловой напряженности, повышения его эффективности при работе в условиях воздействия высоких температур.

**Методы.** Для решения поставленной задачи был использован метод проектных исследований путем модернизации существующей конструкции модуля-теплообменника с низкой эффективностью теплообмена между пластовой жидкостью и нагретым маслом в электродвигателе с небольшими перепадами температур между ними.

**Результаты.** Предложена усовершенствованная конструкция модуля-теплообменника, которая в условиях малых внутренних габаритов скважины и относительно невысоких температурных градиентов между нагретым маслом погружного электродвигателя и омывающей его пластовой жидкостью позволяет обеспечить максимальную степень интенсификации теплообменных процессов. Для эффективного охлаждения маслосистемы электродвигателя предложено использовать двухконтурную систему охлаждения. Для увеличения общей площади поверхности активного теплообмена выполнено оребрение внутреннего канала сквозного протока пластовой жидкости. Для обеспечения активной циркуляции нагретого масла предложено на поверхности внутренних стенок маслоканалов установить элементы закрутки потока, позволяющие выровнять температурные показатели пластовой жидкости и масла.

### **Ключевые слова:**

Электроцентробежная насосная установка, погружной электродвигатель, теплообменник, теплообменный процесс, температурный градиент.

### **Введение**

На нефтедобывающих предприятиях Западной Сибири основным оборудованием являются установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). В последнее время для повышения эффективности добычи нефти применяют высокооборотные регулируемые электродвигатели (более 3000 об/мин). Использование высокооборотных двигателей в качестве привода УЭЦН дает возможность, не изменяя габариты основных рабочих органов, увеличить напор ступени, снизить массогабаритные характеристики установки и облегчить вывод насосной установки на режим [1, 2].

Существенным фактором, осложняющим добычу нефти, является влияние высоких температур пластовой жидкости. Этот фактор способствует преждевременному выходу погружного двигателя (ПЭД) и кабельной линии из строя [3–6]. Можно выделить ряд

параметров, оказывающих влияние на тепловой режим работы УЭЦН [7–11]: потребляемая установкой мощность; температурный перепад между пластовой жидкостью и ПЭД; скорость обтекания пластовой жидкости.

Высокая температура пластовой жидкости (более 100 °С) значительно осложняет работу погружной установки, особенно при высоких значениях подачи насоса и глубины подвески насосного агрегата. Перегрев ПЭД при таких условиях эксплуатации может достигать 40 °С. При перегреве может разрушиться изоляция обмотки статора с последующим выходом двигателя из строя. Тепло, выделяющееся в погружном двигателе из-за механических и магнитных потерь в рабочих (теплонапряженных) участках двигателя, передается посредством диэлектрического масла от ПЭД к обтекающей его скважинной жидкости.

Процесс теплоотвода происходит через наружную поверхность погружного двигателя. Температурные значения внутренних узлов погружного двигателя могут превышать отметку в 200 °С. При таких условиях сокращается ресурс электродвигателя [12].

Основными причинами выхода из строя электродвигателя и кабеля из-за перегрева обмотки являются: прогар в корпусе двигателя; электропробой обмотки статора, в лобовой части токоввода кабельной линии, брони, в сростках и теле кабеля, в муфте кабельного ввода [13–15].

На современном этапе эксплуатации УЭЦН актуальными являются вопросы, связанные с охлаждением высокооборотных ПЭД при выводе добывающих скважин на рабочий режим (для таких двигателей, работающих на переменном токе, величина плотности теплового потока через наружную поверхность корпуса может достигать 30000 Вт/м<sup>2</sup>). Это обуславливается тем, что отведение теплоты от внешней поверхности погружного двигателя осуществляется в условиях естественной конвекции перекачиваемой жидкости. Разработка эффективных систем охлаждения высокооборотных двигателей особенно актуальна при использовании их в добывающих скважинах с малым дебитом, так как мощность источников тепловой энергии резко увеличивается по квадратичному закону в зависимости от числа оборотов [16, 17].

Имеется ряд опубликованных работ, направленных на повышение надежности работы насосных установок в осложненных условиях [18–20]. Тем не менее анализ опыта эксплуатации погружных установок показывает необходимость создания технических устройств, обеспечивающих дополнительное охлаждение погружного двигателя.

Для снижения температуры пластовой среды в рабочей зоне скважинного высокооборотного двигателя актуально использование отдельных модулей-теплообменников, которые раньше практически не использовали в составе погружных двигателей. Разработка такого оборудования потребует новых конструкторских оригинальных решений, позволяющих максимально интенсифицировать теплообменные процессы между нагретым маслом внутри двигателя и пластовой жидкостью, омывающей двигатель.

#### **Конструкторская проработка**

Теплообменники, как правило, используют для снижения тепловой напряженности в погружных маслозаполненных электродвигателях, приводящих в действие электропогружные центробежные насосы в нефтяных скважинах, особенно в малодебитных.

В работе [19] рассмотрена система для охлаждения ПЭД, в которой циркулирующее диэлектрическое масло передает теплоту корпусу статора и в результате этого тепловая энергия передается скважинной жидкости, окружающей погружной двигатель. Предложенная система охлаждения является недостаточно эффективной, поскольку передача теплоты к скважинной жидкости происходит через активный участок поверхности малой площади в радиальном направлении, а увеличить контактирующую с маслом

площадь боковой поверхности статора не представляется возможным.

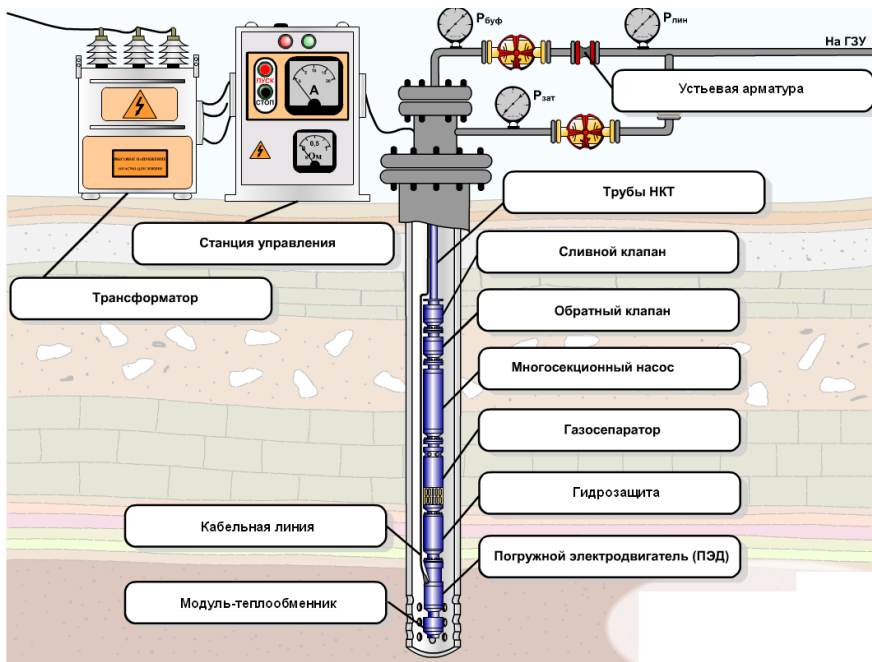
Известна конструкция теплообменника ПЭД с оребрением [20], недостатком которого является низкая эффективность теплообменных процессов между нагретым маслом и скважинной жидкостью, особенно при малых температурных градиентах.

Для повышения эффективности работы скважинного теплообменного устройства погружного электродвигателя и ресурса высокооборотного ПЭД, особенно при эксплуатации в скважинах с малым дебитом на базе теплообменника, содержащего оребрение, разработан усовершенствованный модуль-теплообменник. Состав оборудования УЭЦН, укомплектованной теплообменным устройством, названным модулем-теплообменником, представлен на схеме (рис. 1).

В скважине теплообменное устройство устанавливается под электродвигателем погружного насосного агрегата, состоящего из многосекционного электроцентробежного насоса, газосепаратора и гидрозашиты. Устье скважины обвязано арматурой. От станции управления проложена кабельная линия, питающая электродвигатель.

Погружной электродвигатель заполнен жидким теплоносителем, в качестве которого используют синтетическое масло. При работе погружного двигателя в его теплонапряженных зонах, а именно в статоре, роторе, осевых опорах, выделяется теплота, которая передается циркулирующему в полости двигателя маслу.

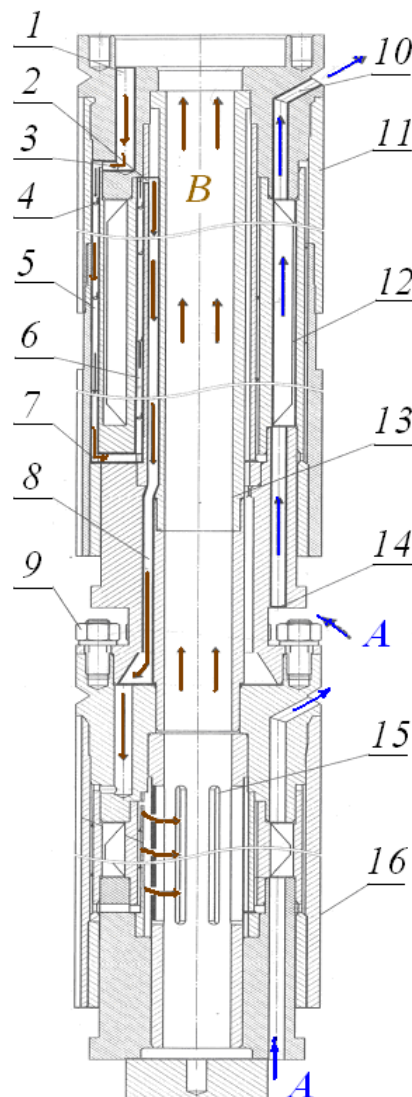
Принципиальная схема модуля-теплообменника представлена на рис. 2. Модуль-теплообменник выполняется в двухконтурном исполнении. Нагреваясь в электродвигателе, масло направляется на прием модуля-теплообменника через входные отверстия первого контура – 1 верхнего модуля – 11. Затем масло по приемному маслоканалу – 2 движется через отверстия переходного маслоканала – 3 и перетекает в маслоотводящие каналы – 5–8. На внутренней цилиндрической поверхности стенок маслоканала – 5 выполнены выступающие элементы закрутки потока – 4, представляющие собой проволоку, навитую по спирали. Элементы закрутки потока – 4 закручивают поток нагретого масла. Закрутка потока является эффективным методом интенсификации теплообменных процессов. В маслоканале – 5 происходит передача тепловой энергии через стенки модуля-теплообменника от масла к пластовой жидкости, перемещающейся по каналу – 10 (поток А второго контура) и омывающей внешнюю поверхность модуля-теплообменника. Маслоканал – 6 связан с маслоканалом – 5 поворотным каналом для масла – 7. Маслоканал – 8 пропускает масло (поток В первого контура) в маслоканал нижнего модуля – 16 через щелевые отверстия – 15 и обратный маслоканал – 13. Обратный маслоканал – 13 с щелевыми отверстиями – 15 представляет собой цилиндрический элемент на оси модуля-теплообменника и обеспечивает возможность охлажденному маслу переместиться в зону двигателя, где происходит активное выделение тепла.



**Рис. 1.** Схема расположения установки электропогружного центробежного насоса в скважине  
**Fig. 1.** Layout of the installation of an electric submersible centrifugal pump in the well

Модуль-теплообменник состоит из верхней – 11 и нижней – 16 части, присоединенных с помощью шпилек – 9 (рис. 2). Пластовая среда через входные отверстия второго контура – 14 поступает в канал сквозного протока – 10, имеющегося в верхнем – 15 и в нижнем – 16 модулях. Канал сквозного протока – 10 предназначен для потока пластовой жидкости В и характеризуется теплопередающей активной поверхностью благодаря выполненному внутреннему оребрению – 12.

Радиальная, осевая и тангенциальная составляющие скоростей вихревых потоков в проточных маслоканалах и их соизмеримость формируют трехмерное поле давления с радиальным градиентом, которое по величине сравнимо с продольным. Наличие поперечных составляющих скорости закрученного потока позволяет усилить конвективный теплоперенос в маслоканалах 5 и 6, при этом в них изменяется вихревая структура закрученных потоков.



**Рис. 2.** Модуль-теплообменник: 1 – входное отверстие первого контура; 2 – маслоканал приемный; 3 – отверстие переходного маслоканала; 4 – элемент закрутки потока; 5–8 – маслоотводящие каналы; 9 – соединение крепежное; 10 – канал сквозного протока; 11, 16 – верхний и нижний модули; 12 – оребрение; 13 – маслоканал обратный; 14 – входное отверстие второго контура; 15 – щелевые отверстия

**Fig. 2.** Heat exchanger module: 1 – primary circuit inlet; 2 – receiving oil channel; 3 – opening of the transition oil channel; 4 – flow swirling element; 5–8 – oil drainage channels; 9 – fastening connection; 10 – channel of the through duct; 11, 16 – upper and lower modules; 12 – ribbing; 13 – return oil channel; 14 – inlet of the second circuit; 15 – holes slotted

Предлагаемая усовершенствованная конструкция модуля-теплообменника позволяет в стесненных условиях скважины и при относительно малом температурном градиенте, не превышающем 40 °С, между нагретым диэлектрическим маслом и пластовой жидкостью обеспечить максимальную степень интенсификации теплообменных процессов, а именно:

- использование канала сквозного протока дает возможность реализовать наиболее эффективные схемы теплообменных процессов с нагретым диэлектрическим маслом из погружного двигателя. Применение внутреннего оребрения – 12, находящегося во внутреннем канале сквозного протока жидкости – 10, увеличивает общую площадь поверхности активного теплообмена;
- общая циркуляция жидкости при закрутке потока нагретого масла элементами закрутки потока – 4, установленными на поверхности внутренних стенок маслоканалов – 6 и 8, благоприятно влияет на процесс выравнивания температурных показателей пластовой жидкости и масла, тем самым усиливая теплообменные процессы;
- пространственное извилистое течение нагретого масла по маслоканалам – 5–8 позволяет интенсифицировать теплообменный процесс между потоками масла и пластовой жидкости, проходящей в сквозном канале – 10 при работе насосного агрегата, путем более эффективного многократного охлаждения нагретого масла;

- возможность применения нескольких модулей, установленных последовательно, позволяеткратно улучшить процесс охлаждения масла.

#### Заключение

Таким образом, применение модуля-теплообменника в погружных центробежных насосных установках позволит интенсифицировать теплообменные процессы и создать более благоприятный температурный режим работы погружного электродвигателя, тем самым увеличив его межремонтный период и продлив его ресурс. Предлагаемую конструкцию модуля-теплообменника рекомендуется использовать не только в составе высокооборотных погружных установок, оснащенных вентильными двигателями, но и в установках с асинхронными электродвигателями для их эффективной эксплуатации в скважинах с высокой температурой пластовой жидкости.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горлов А.Е., Деньгаев А.В. Повышение энергоэффективности эксплуатации обводненных скважин высокооборотными насосными установками // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 2. – С. 39–45.
2. Стыскин А.В., Уразбахтина Н.Г. Принципы применения вентильных электродвигателей в установках погружных электроцентробежных насосов для нефтедобывающих скважин // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – Т. 9. – № 3. – С. 19–23.
3. Abulfaz H.I., Malik A.S. Evaluation of the inter-repair operation period of electric submersible pump units // Eureka: Physics and Engineering. – 2020. – V. 2020. – № 1. – P. 79–86. DOI: 10.21303/2461-4262.2020.001105
4. Hernandez-Solis A., Carlsson F. Diagnosis of submersible centrifugal pumps: a motor current and power signature approaches // EPE Journal (European Power Electronics and Drives Journal). – 2010. – V. 20. – № 1. – P. 58–64.
5. Энергопотребление установок погружных электроцентробежных насосов / Р.И. Вахитова, К.Р. Уразаков, Е.Б. Думлер, Д.А. Сарачева, Л.Р. Загитова // Монография. – Альметьевск: АГНИ, 2020. – 100 с.
6. Кудряшов С.И. Повышение надежности погружных систем УЭЦН на примере опыта эксплуатации в ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 126–127.
7. Novel experimental device to monitor the ground thermal exchange in a borehole heat exchanger / C.S. Blazquez, L. Piedelobos, J. Fernandez-Hernandez, I.M. Nieto, A.F. Martín, S. Lagueta, D. Gonzalez-Aguilera // Energies. – 2020. – V. 13. – № 5. – P. en13051270. DOI: 10.3390/en13051270
8. Вахитова Р.И. О значении изучения теплового режима в установках электроцентробежных насосов // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. – Альметьевск: АГНИ, 2018. – С. 90–93.
9. Rodríguez Leon J.R. Parametric study of motor/shroud heat transfer performance in an electrical submersible pump (ESP): Diss. Kand. nauk. – Rolla, 2000. – 145 p.
10. Electrical-thermal coupled calculation of a submersible motor used for deep-sea electromagnetic propeller / J. Li, J. Zou, X. Jiang, X. Fu // Digests of the 2010 14th Biennial IEEE Conference on Electromagnetic Field Computation, CEFC 2010. – Chicago, IL, 2010. – P. 5481401. DOI: 10.1109/CEFC.2010.5481401
11. Study on suppressing nonlinear chaos of electric submersible motor for identifying temperature / W. Ligu, W. Songlin, A. Tianqi, X. Dianguo // The International Conference on Technological Advances in Electrical, Electronics and Computer Engineering, TAECE 2013. – P. 172–177. DOI: 10.1109/TAECE.2013.6557217
12. Сарачева Д.А., Вахитова Р.И., Уразаков К.Р. Зависимость теплового состояния электроцентробежного насоса от частоты вращения двигателя // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 12. – С. 103–110. DOI: 10.18799/24131830/2019/12/2406
13. Причины аварий на скважинах, оборудованных УЭЦН / Д.А. Косов, А.В. Волков, М.А. Сайфуллин, А.И. Гребенюк // Научный журнал. – 2019. – № 5 (39). – С. 31–33.
14. Бахтияров Р.Х. Осложнения при эксплуатации УЭЦН и методы повышения эффективности эксплуатации УЭЦН // Современные технологии в нефтегазовом деле-2019. – Уфа: УГНТУ, 2019. – С. 28–32.
15. Roth B.A., Xiao J.X., Paquette M. Novel electric submersible pump cable operates in high H2S production environment // Society of Petroleum Engineers – SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2016. – Abu Dhabi, UAE, 2017. – P. 245–261.
16. Кириченко В.В. УЭЦН для малодобитного фонда скважин // Деловой журнал Neftegaz RU. – 2019. – № 6 (90). – С. 70–72.
17. Антропов А.В. Применение вентильных двигателей // Материалы IX Межрегиональной научно-практической конференции. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2019. – С. 12–14.
18. Barzegari Bafghi M.H., Vahedi A. Investigation of start-up conditions on electric submersible pump driven with flux switching motor // Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences. – 2019. – V. 27. – № 5. – С. 3967–6979. DOI: 10.3906/elk-1811-197
19. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов, С.С. Пекин. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 824 с.
20. Погружной электродвигатель: пат. Рос. Федерация, № 2236742, заявл. 30.08.2002; опубл. 20.09.2004. Бюл. № 26. – 7 с.

Поступила 01.03.2021 г.

**Информация об авторах**

**Вахитова Р.И.**, кандидат технических наук, доцент кафедры электро- и теплоэнергетики Альметьевского государственного нефтяного института.

**Уразаков К.Р.**, доктор технических наук, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Думлер Е.Б.**, кандидат технических наук, доцент кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276.53

## HEAT EXCHANGE DEVICE FOR SUBMERSIBLE ELECTRIC MOTORS OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP UNITS

**Roza I. Vakhitova**<sup>1</sup>,  
roza-w@mail.ru

**Kamil R. Urazakov**<sup>2</sup>,  
UrazakK@mail.ru

**Elena B. Dumler**<sup>2</sup>,  
dumler08@mail.ru

<sup>1</sup> Almet'yevsk State Oil Institute,  
2a, Lenin street, Almet'yevsk, 423450, Russia.

<sup>2</sup> Ufa State Oil Technical University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

**The relevance** of the device development is caused by the need to solve the problems related to the cooling of high-speed valve and asynchronous submersible motors. The development of efficient cooling systems for such engines when using high-speed engines in low-flow wells is especially urgent, since the power of heat sources increases sharply according to a quadratic law depending on the number of revolutions.

**The main aim** of the research is to develop a design of a heat exchange device that allows intensifying heat exchange processes in a submersible electric motor to increase its overhaul period.

**Object:** a heat exchanger module for reducing thermal stress in serially produced submersible equipment of electric submersible centrifugal pump installations with asynchronous submersible oil-filled motors and high-speed submersible installations with valve motors for their efficient operation at high temperatures.

**Methods.** To solve the problem, the method of design study was used by modernizing the existing design of the heat exchanger with a low efficiency of heat transfer between the reservoir fluid and the heated oil of the electric motor with small temperature gradients between them.

**Results.** The authors have proposed the improved design of the heat exchanger module, which allows providing the maximum degree of intensification of heat exchange processes in the small internal dimensions of the well and relatively low temperature gradients between the heated oil of the submersible electric motor and the formation fluid washing it. For effective cooling of the oil system of the electric motor, it is proposed to use a two-circuit cooling system. To increase the total surface area of active heat transfer, ribbing of the internal channel of the through flow of formation fluid is made. To ensure active circulation of heated oil, it is proposed to install flow swirling elements on the surface of the inner walls of the oil channels, which allows equalizing the temperature indicators of the formation fluid and oil.

### Key words:

Electric centrifugal pumping unit, submersible electric motor, heat exchanger, heat exchange process, temperature gradient.

### REFERENCES

- Gorlov A.E., Dengaev A.V. Increasing the energy efficiency of operating water-cut wells with high-speed pumping units. *Petroleum Engineer*, 2020, no. 2, pp. 39–45. In Rus.
- Styskin A.V., Urazbakhitina N.G. Principles of application of valve electric motors in installations of submersible electric centrifugal pumps for oil wells. *Electrical and information complexes and systems*, 2013, vol. 9, no. 3, pp. 19–23. In Rus.
- Abulfaz H.I., Malik A.S. Evaluation of the inter-repair operation period of electric submersible pump units. *Eureka: Physics and Engineering*, 2020, vol. 2020, no. 1, pp. 79–86. DOI: 10.21303/2461-4262.2020.001105
- Hernandez-Solis A., Carlsson F. Diagnosis of submersible centrifugal pumps: a motor current and power signature approaches. *EPE Journal (European Power Electronics and Drives Journal)*, 2010, vol. 20, no. 1, pp. 58–64.
- Vakhitova R.I., Urazakov K.R., Dumler E.B., Saracheva D.A., Zagitova L.R. *Energopotreblenie ustanovok pogruchnykh elektrosentrobezhnykh nasosov* [Energy consumption of submersible electric centrifugal pump installations. Monograph]. Almet'yevsk, AGNI Publ., 2020. 100 p.
- Kudryashov S.I. Improving the reliability of submersible ESP systems on the example of operating experience at OAO Yuganskneftegaz. *Oil Industry*, 2005, no. 6, pp. 126–127. In Rus.
- Blazquez C.S., Piedelobo L., Fernandez-Hernandez J., Nieto I.M., Martín A.F., Laguela S., Gonzalez-Aguilera D. Novel experimental device to monitor the ground thermal exchange in a borehole heat exchanger. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 5, pp. en13051270. DOI: 10.3390/en13051270
- Vakhitova R.I. O znachenii izucheniya teplovogo rezhima v ustanovkakh elektrosentrobezhnykh nasosov [On the importance of studying the thermal regime in the installations of electric centrifugal pumps]. *Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli* [Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry]. Almet'yevsk, AGNI Publ., 2018. pp. 90–93.
- Rodriguez Leon J.R. *Parametric study of motor/shroud heat transfer performance in an electrical submersible pump (ESP)*. Cand. Diss. Rolla, 2000. 145 p.
- Li J., Zou J., Jiang X., Fu X. Electrical-thermal coupled calculation of a submersible motor used for deep-sea electromagnetic propeller. *Digests of the 2010 14<sup>th</sup> Biennial IEEE Conference on Electromagnetic Field Computation, CEFC 2010*. Chicago, IL, 2010. pp. 5481401. DOI: 10.1109/CEFC.2010.5481401
- Liguó W., Songlin W., Tianqi A., Dianguo X. Study on suppressing nonlinear chaos of electric submersible motor for identifying temperature. *The International Conference on Technological Advances in Electrical, Electronics and Computer Engineering, TAECE*. 2013. pp. 172–177. DOI: 10.1109/TAECE.2013.6557217
- Saracheva D.A., Vakhitova R.I., Urazakov K.R. Dependence of the thermal state of the electric centrifugal pump on the engine speed. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets*

- Engineering*, 2019, vol. 330, no. 12, pp. 103–110. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2019/12/2406
13. Kosov D.A., Volkov A.V., Sayfullin M.A., Grebenyuk A.I. Causes of accidents at wells equipped with ESP. *Scientific journal*, 2019, no. 5 (39), pp. 31–33. In Rus.
  14. Bakhtiyarov R.Kh. Oslozhneniya pri ekspluatatsii UETSN i metody povysheniya effektivnosti ekspluatatsii UETSN [Complications during ESP operation and methods of increasing the efficiency of ESP operation]. *Sovremennyye tekhnologii v neftegazovom dele-2019* [Modern technologies in oil and gas business-2019]. Ufa, UGNTU Publ., 2019, pp. 28–32.
  15. Roth B.A., Xiao J.X., Paquette M. Novel electric submersible pump cable operates in high H<sub>2</sub>S production environment. *Society of Petroleum Engineers – SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2016*. Abu Dhabi, UAE, 2017, pp. 245–261.
  16. Kirichenko V.V. ESP for marginal well stock. *Business magazine Neftegaz RU*, 2019, no. 6 (90), pp. 70–72. In Rus.
  17. Antropov A.V. Primenenie ventilnykh dvigateley [Application of valve motors]. *Materialy IX Mezhhregionalnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Proceedings of the IX Interregional Scientific and Practical Conference]. Izhevsk, Izhevsk Institute of Computer Research Publ., 2019, pp. 12–14.
  18. Barzegari Bafghi M.H., Vahedi A. Investigation of start-up conditions on electric submersible pump driven with flux switching motor. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 2019, vol. 27, no. 5, pp. 3967–6979. DOI: 10.3906/elk-1811-197
  19. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Pekin S.S. *Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefi* [Downhole pumping units for oil production]. Moscow, State University Enterprise Publ. House «Oil and Gas» Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 2002. 824 p.
  20. Devlikanov V.M., Ivanov A.A., Ovodkov O.A., Cheremisinov E.M. *Pogruzhnoy elektrodvigatel* [Submersible motor]. Patent RF, no. 2236742, 2004.

Received: 1 March 2021.

#### Information about the authors

**Roza I. Vakhitova**, Cand Sc., associate professor, Almeteyevsk State Oil Institute.

**Kamil R. Urazakov**, Dr. Sc., professor, Ufa State Oil Technical University.

**Elena B. Dumler**, Cand Sc., associate professor, Ufa State Oil Technical University.

УДК 553.982:551.252:536.24:532.54

## К ВОПРОСУ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВОСХОДЯЩЕЙ МИГРАЦИИ РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ НЕОДНОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ ИЗ ГЛУБИННЫХ ПОДЗЕМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Мельник Игорь Анатольевич<sup>1</sup>,  
melnik@tpu.ru

Харламов Сергей Николаевич<sup>1</sup>,  
kharsn@mail.ru

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

**Актуальность** вызвана необходимостью разработок новых математических моделей, методов, экспериментальных подходов при исследовании проблем миграции глубинных углеводородных флюидов из подземных коллекторов нефтегазового бассейна.

**Цель:** разработать универсальную физическую и математическую модель детального прогноза миграции по ограниченному пространству подземного коллектора произвольной геометрии; выдать рекомендации в практику исследования задач гидродинамики и теплообмена в данных условиях; сопоставить относительные величины сил, являющихся причиной миграционных процессов глубинных флюидов в вертикальном и латеральном направлениях.

**Методы** исследования базируются на общих принципах механики сплошных гомогенных и гетерогенных сред, гидродинамики и теплопереноса.

**Результаты.** Представлены данные анализа эффектов, сопровождающих гидрогазодинамику и теплоперенос при течениях гомогенных и гетерогенных реологически простых и сложных вязких смесей в полях действия внешних сил из подземных областей с произвольной геометрией щелевого и порового пространства. Проведен анализ корректности положений физического моделирования задачи о миграции подземных углеводородов и установления определяющих механизмов их подъема. Установлено, что восходящая миграция формируется под определяющим влиянием в результирующей силе: выталкивающей силы ( $F_B$ ), учитывающей особенности изменений полей термодинамических параметров (состава ( $c_i$ ), температуры ( $T$ ), давления ( $P$ )); силы тяжести ( $F_G$ ); фазовых явлений и процессов на границах исследуемого объема текущей углеводородной среды, а также силы градиента давления ( $F_{\nabla P}$ ), поведение которой осложняется распределением всего спектра внешних и внутренних сил в сопряженной системе. Даны заключения о деталях моделирования движения флюида, формулировках определяющих чисел и критериев в рамках теории подобия рассматриваемых задач, полезных для уяснения и уточнения сути эффектов, процессов, сил, механизмов, сопровождающих миграцию. Результаты могут быть использованы для прогноза миграции, особенно в условиях, осложненных: аномальными фазовыми и реологическими мелкомасштабными диффузионными изменениями состава; сопряженным теплопереносом между породой и смесью; нестабильностью режимов в локальных областях течений флюида при произвольной термодинамической и геометрической конфигурациях подземного коллектора.

### Ключевые слова:

Флюид, смеси, миграция, моделирование, гидродинамика, теплообмен, реология, структура, массовые силы.

### Введение

Исследования закономерностей формирования углеводородных (УВ) залежей в упруго-деформируемых средах, поиска месторождений полезных ископаемых, управления процессами их добычи связаны с необходимостью математического моделирования гидрогазодинамики и сопряженного теплообмена в гомогенных и гетерогенных средах со сложными реологическими свойствами, составом, структурой, эндогенными процессами, определяющими эволюцию фильтрационных и низкорейнольдсовых течений многофазных флюидов в проницаемых зонах. Решение таких нетривиальных и комплексных задач крайне важно для понимания и уяснения механизмов формирования условий направленного пространственного движения глубинных флюидов, а также разработки комплексных критериев прогноза локальных областей их залегания [1].

Стоит отметить, что, начиная с работы [2], особое практическое значение отмеченных проблем приняло научное направление по математическому моделированию течений реологически сложных вязких тече-

ний УВ смесей с тепло- и массопереносом в полях действия внешних сил. Имеющиеся публикации по проблемам глубинной нефти, например, [3–6], указывают на интерес к вопросам:

- 1) влияния плотностной неоднородности, направления скоростей, интенсивности движения флюидов из больших глубин нефтегазового бассейна при детальном анализе проблем моделирования процессов переноса в диффузионном приближении с учетом перекрестных эффектов, фильтрации многокомпонентных инертных и химически реагирующих смесей, распространений ударных волн и т. п.;
- 2) термобарической неоднородности [5, 6], разработки комплексного подхода исследования интенсивности движения флюидов с вязкостно-инерционно-гравитационными эффектами;
- 3) формирования УВ залежей в упруго-деформируемых средах с криволинейной поверхностью, осложненных влиянием сопряженных процессов в системах «внешняя среда – флюид»;
- 4) гидродинамики и теплообмена (ТМО) при фазовых эффектах и переходах в системе «флюид –



порода – компонентный состав», спектра имеющих пульсаций термодинамических параметров и их корреляционных моментов в рамках моделей химически реагирующей сплошной среды, обусловленных процессами в глубинных магматических очагах и разломах земной коры [7, 8].

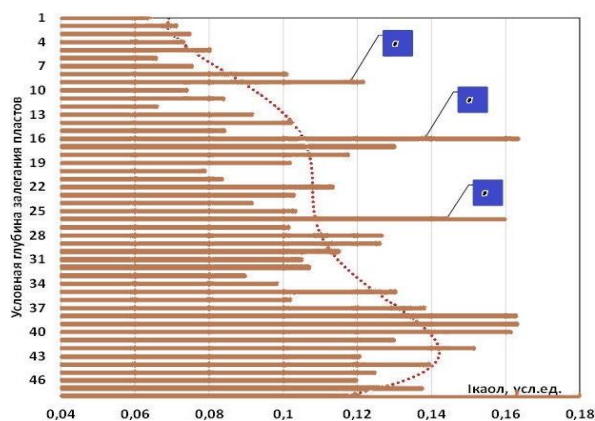
Причем вопросы первой группы – моделирования потоков и термодинамических движущих сил различной природы – наиболее актуальны для приложений, т. к. составляют основу практически всех диффузионных процессов в гидро- и геодинамике, тепломассообмене, описываемых в рамках термодинамики неравновесных процессов. Фундаментальные положения, заключения и обобщения результатов этой группы важны в исследованиях закономерностей процессов переноса массы, тепла и импульса в системах, осложненных: действием вязких эффектов; переходами тепловой, вихревой и энтропийной природы; интенсивностью вторичных течений; скрещивающимися явлениями; активным и консервативным влиянием массовых сил на локальную структуру; процессами самоорганизации вещества при движении глубинных флюидов со специфическими рео- и теплофизическими свойствами. Кроме того, стоит отметить, что при моделировании геологических и геофизических процессов следует учитывать межфазные механизмы переноса флюида с течениями пластовых вод в пористых и гранулированных средах, которые осложнены фильтрационными и конвективными явлениями. Очевидно, что в реальных условиях основной объект исследования (процессы гидрогазодинамики и ТМО при течении как гомогенных, так и гетерогенных флюидов в глубоких горизонтах) весьма сложен и его физическое моделирование должно быть структурировано.

**Цель** данной работы состоит в построении комплексных термодинамически согласованных физико-математических моделей течения реологически сложных гомогенных и гетерогенных углеводородных сред. Причем повышенное внимание уделяется изучению локальных особенностей и эффектов, определяющих эволюцию структуры флюида в поровом пространстве.

Решение указанной задачи требует: *определения* спектра эффектов и сил, сопровождающих стационарное/нестационарное, изотермическое/неизотермическое движение флюида как реологически сложной вязкой гомогенной/гетерогенной (двухфазной) смеси в полях действия внешних сил в замкнутых областях, представляющих коллекторы с упруго-деформируемой/недеформируемой поверхностью; *верификации* метода расчета и *валидации* математической модели по имеющимся данным для гомогенной (гетерогенной) среды.

Рассмотрим пример результатов глубинной миграции кислых флюидов, обуславливающих вторичные геохимические преобразования аллотигенных минералов в песчаных породах на Тамбейском нефтегазовом месторождении полуострова Ямал. Так, на рис. 1 изображено распределение (в пределах меловых отложений ПК1–БЯ17) интенсивности вторичной каолинитизации, определяемой по инновационной

технологии на базе данных геофизических исследований скважин [9]. Заметно то, что с повышением глубины залегания пластов интенсивность процесса наложенного эпигенеза (каолинитизации) уменьшается. Это является подтверждением вертикальной миграции глубинных кислых гидротерм, что, в свою очередь, возможно только в случае присутствия глубинных каналов миграции, т. е. разломов растяжения, окаймляющих их трещин и ослабленных пористых сред. Интенсивность процесса наложенного эпигенеза в коллекторах-песчаниках при фильтрации глубинных флюидов вверх еще сильно зависит от качества покрышек, флюидоупоров, встречаемых на пути их миграции. При мощных и слабопроницаемых покрышках, с соответствующей длительностью времени существования нераскрытых ловушек, интенсивность вторичных преобразований нижних песчаных пород будет достаточно высокой вследствие повышенной продолжительности геохимических преобразований. Это наглядно демонстрируют данные рис. 1, свидетельствующие о том, что присутствие сверху покрышек (R1; R4; ТП10) аномально увеличивает интенсивность вторичной каолинитизации в нижних песчаных пластах.



**Рис. 1.** Распределение по условной глубине залегания интенсивности вторичной каолинитизации, усреднённой по песчаным пластам 38-ми скважин Тамбейского месторождения (п-в Ямал), где *a* – проявление аномально высокой интенсивности

**Fig. 1.** Distribution by the conditional depth of occurrence of secondary kaolinitization intensity averaged by sandy formations of 38 wells of the Tambeysky field (Yamal half Island), where *a* is a manifestation of abnormally high intensity

Таким образом, интенсивность вторичной каолинитизации служит показателем миграции флюидов и может быть косвенным параметром, подтверждающим факт вертикальной флюидомиграции, обусловленной проявлением результирующей силы, включающей градиент литостатического давления, вектор которого направлен вверх.

#### Допущения к физической модели движения флюидов

Интуитивные представления о процессах и механизмах переноса, сопутствующих и регулирующих

движение флюида в глубинных коллекторах, позволяют утверждать, что деформационные и межфазные явления в породе и флюиде отличаются многомерностью, а также сильной многопараметрической зависимостью термодинамических параметров от характера и интенсивности изменений полей внешних и внутренних сил. Следует ожидать, что в упруго-деформируемой сопряженной системе «флюид–порода» процессы сжатия и разлома будут усложнять внутрифазные мелкомасштабные процессы переноса скаляра (тепла и массы) и генерировать дополнительные термо-, баро-, дино- и концентрационные диффузионные эффекты. Пренебрежение этими процессами без реальных оценок величин соответствующего вклада в общий баланс изменений массы индивидуальных компонент в упруго-термических режимах фильтрации может приводить к серьезным ошибкам в прогнозах движений и пространственного распределения фаз (компонент) флюида в коллекторе.

Краткий анализ проблем, представленных, например, в [1–9], показывает, что в настоящее время резко вырос практический интерес к гидродинамическому и геохимическому моделированию глубинных литосферных флюидных систем, в большинстве своем требующих фундаментального исследования закономерностей движения УВ сред, эффектов движения частиц примеси на динамику потока в глубоких горизонтах. Также ценными для практики выступают вопросы гидродинамического моделирования указанных геодинамических процессов при эндогенном (импульсном) воздействии в рамках использования многоскоростных (в частности, двухскоростных) моделей. Их численные результаты представляются перспективными в исследовании пространственно-временных закономерностей изменений термодинамических параметров флюида, геохимическом анализе взаимодействий системы «флюид–порода» в литосферных проницаемых зонах, выяснении комбинированного/раздельного характера восходящей и/или нисходящей миграции подземных вод и углеводородов в глубинных нефтегазоносных бассейнах. Эти результаты могут быть получены на основе детального комплексного напряженно-деформируемого и тепло- и гидродинамического моделирования параметров состояния сопряженной системы.

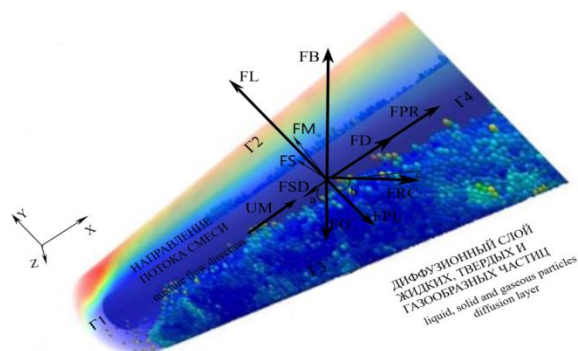
При построении физической модели течения флюида, оценок восходящего или нисходящего движений составляющих его фаз/компонентов в глубинных горизонтах необходимо обратиться к следующим основным положениям.

#### Условная схема характерных сил и их моделирование

Выяснение общей сути явлений, сопровождающих, организующих и управляющих восходящим/нисходящим движением флюида в глубинных областях нефтегазоносных бассейнов требует: *оценки* характера и особенностей взаимодействующих сил в окрестности точки приложения к элементу объема смеси, представляющей флюид (частица–жидкость, жидкость–жидкость и т. п.); *представлений* о режимах, механизмах процессов переноса в такой системе, опреде-

ляемых свойствами флюида, внешней среды, деталями структурного состава границы, формы поверхности взаимодействия и полной геометрии области исследования. Эти данные важны и составляют основу формулировки условий *однозначности* физико-математической модели при ее численной реализации.

Без нарушений общности заключений о гидродинамике и ТМО в сопряженной системе, с целью простоты формулировки картины сил и уяснения процессов при течении флюида в поровом пространстве с: характерными линейными продольным ( $L_x$ ), поперечным ( $L_y$ ), и азимутальным ( $L_z$ ) масштабами; криволинейной внутренней границей, предположим, что коллектор имеет поры, щели, расположенные под углом  $\alpha$  к горизонту, согласно схеме на рис. 2.



**Рис. 2.** Условная схема сил, действующих на флюид с гетерогенной структурой, определяющих возникновение равнодействующего вектора (резльтирующей силы) и процессов переноса в пористой протяженной области координатного пространства (коллектора НГБ) при восходящей миграции

**Fig. 2.** Conditional diagram of forces acting on a fluid with a heterogeneous structure, determining the occurrence of a total vector (resultant force) and transfer processes in the porous extended area of the coordinate space (collector) during upward migration

В обозначениях учитывается:  $X, Y, Z$  – соответственно осевое, нормальное и азимутальное направления восходящего потока в ортогональной декартовой системе координат ( $oXYZ$ );  $F_D$ , [N] – сила сопротивления тяжелых (жидких/твердых) частиц при движении с их характерной локальной скоростью,  $U_L$ , [m/s];  $F_{SD}$ , [N] – полная сила сопротивления частиц флюида восходящему потоку со скоростью,  $U_M$ , [m/s];  $F_B$ , [N] – сила плавучести (выталкивающая или архимедова);  $F_L$ , [N] – подъемная сила;  $F_M$ , [N] – дополнительная подъемная сила (Магнуса);  $F_S$ , [N] – дополнительная подъемная сила (Саффмена);  $F_G$ , [N] – сила тяжести;  $F_{PL}$ , [N] – сила реологических эффектов частиц смеси;  $F_{RC}$ , [N] – сила реакции взаимодействующих твердых недеформируемых частиц;  $F_{PR}$ , [N] – сила градиента давления;  $U_M$ , [m/s] – характерная среднемассовая скорость смеси;  $\alpha$  – угол поры, щели коллектора при отклонении от вертикальной плоскости, [°];  $\beta$  – угол слоя частиц капельной и твердой фазы, [°];  $\gamma$  – угол контакта между частицами диффузионного слоя, [°];  $\theta_i$ , ( $i=1-4$ ) – соответственно границы

области течения смеси: входной зоны (1), верхней (2) и нижней (3) зоны, образующих поверхности поры (щели), зоны выхода (4) потока. Также цветом выделены характерные области динамики частиц смеси в условиях действия слабых (*темный фон*) и интенсивных (*фон светло-красных оттенков*) восходящих токов частиц смеси по пространству пор (узких щелей коллектора) с учетом особенностей расслоения структуры диффузионного слоя на области тяжелых частиц (гранул), капельной (холодный цвет) и газообразной (яркий фон) составляющих гетерогенной смеси.

Заметим, что в случае интенсификации процессов переноса, обусловленных потерей устойчивости из-за наличия переходов вихревой, тепловой природы, в локальных областях могут формироваться дополнительные силы, интенсифицирующие восходящую миграцию (Саффмена, Магнуса). Так, например, сила *Саффмена* будет определяться неоднородностью профиля скорости несущей среды в условиях различий относительных скоростей обтекания частиц флюида с различных сторон и действия перепада давления. В таких процессах движение частицы будет ориентировано в сторону пониженного давления. Тогда как сила *Магнуса* будет формироваться вращательным движением частиц, в силу того, что при движении потока смеси частицы приобретают вращательный импульс за счет соударений друг с другом и с границей поверхности коллектора. Поэтому, вращаясь, твердая частица будет способна увлекать за собой частицы несущей среды (например, газ).

Также для уяснения сути процессов, сопровождающих течение, представленное на рис. 2, важно отметить, что скорость  $U_M$  весьма чувствительна к условиям, процессам, внутренним/внешним силам, эффектам в открытой термодинамической системе «флюид – граница раздела – порода». Твердые частицы смеси, капли нефти, воды коагулируются в локальных областях щелевого пространства, причем эти зоны не обязательно соответствуют пристеночной части, а формируются эффектами взаимодействия сил и процессов. Предполагая, что неизоэтермические процессы в системе, обусловленные вероятностью разломов, эндогенных, химических, электродинамических явлений и т. п., вносят неустойчивость в динамику и ТМП, допускается существование спектра сил, распределенных в соответствии с рис. 2. В таких условиях видно, что восходящая миграция частиц флюида может возникнуть в результате взаимодействия спектра сил, вызывающих изменение состава среды. Разность плотностей может определяться переносом тепловой энергии и ее механизмов. Также данные рис. 2 показывают, что результирующее течение определяется эффектами и особенностями распределений внутренних и внешних сил, конфигурацией границ и формой взаимодействующих частиц друг с другом. Важно отметить, что вследствие нелинейности изменений теплофизических свойств отдельных частиц и смеси в целом даже в локальных областях со сравнительно слабыми скоростями движения фракций (для которых инерционные, вязкие, диффузионные и гравитационные эффекты будут од-

ного порядка) картины изменений теплогидродинамических и концентрационных полей сильно коррелированы между собой. Следует учитывать, что в рассматриваемом случае течение флюида чувствительно к «тонким» прямым и перекрестным механизмам, которые возникают в гомогенной и гетерогенной неизотермических средах. И для определения изменений фазовых состояний, переноса скаляра (тепла, массы), диффузии одного или нескольких различных химических веществ (компонентов/фаз) целесообразно обращение к формулировке процессов дино-, баро-, термо-, концентрационной диффузии согласно общим принципам термодинамики [10, 11], аксиоматическим линейным связям потоков с термодинамическими движущими силами по теории Онзагера, принципам Ле-Шателье–Брауна и Кюри. Кроме того, также требуют внимания оценки режимов течений, вызванных выталкивающей силой, начиная с малых масштабов, поскольку следует ожидать появления возможной неустойчивости состава смеси, неустойчивостей типа вихревой и тепловой природы при ее движении.

Таким образом, следуя данным рис. 2, задача установления миграции смеси со стратификацией плотности в термодинамической системе «флюид–порода» под воздействием спектра локальных движений и возмущений, вызванных выталкивающей силой, заставляет обращаться к моделям, непосредственно учитывающим особенности течения реологически сложной вязкой среды.

#### Детали оценки результирующей силы

Хорошо известно, что основу формулировки процессов течения однородного флюида составляют уравнения движения (1), (2), которые в направлениях интенсивного переноса ( $x, y$ ) декартовой системы координат в своей общей форме, согласно рис. 2, имеют вид [12–14]:

$$\rho \left( \frac{\partial V_x}{\partial t} + (\vec{V} \cdot \nabla) V_x \right) = F_{\Sigma x};$$

$$\rho \left( \frac{\partial V_y}{\partial t} + (\vec{V} \cdot \nabla) V_y \right) = F_{\Sigma y}, \quad (1)$$

$$F_{\Sigma x} = F_{Lx} + F_{Bx} + F_{Mx} + F_{Sx} + F_{SDx} + F_{Gx} + F_{PLx} + F_{RCx} + F_{Dx} + F_{PRx};$$

$$F_{\Sigma y} = F_{Ly} + F_{By} + F_{My} + F_{Sy} + F_{SDy} + F_{Gy} + F_{PLy} + F_{RCy} + F_{Dy} + F_{PRy}. \quad (2)$$

При формулировке оценок указанных сил полезны замечания, суть которых состоит в следующем.

#### Сила плавучести, $F_B$ .

С целью детализации и уяснения эффектов, обусловленных *выталкивающей силой*, как одной из определяющих восходящую миграцию, и простоты заключений, оценок ее влияния на течение, осложненное локальным теплопереносом (например, [15, 16]), целесообразно воспользоваться отдельными допущениями (I, II).

I. Принимаем, что силы инерции близки по порядку выталкивающей силе и определяем ее поведение связью:  $(\vec{V} \cdot \nabla)\vec{V} \approx \vec{F}_B$ .

II. Допускаем, что движение флюида в изотропной/анизотропной пористой среде происходит в условиях, когда силы инерции пренебрежимо малы.

В обоих случаях из-за высоких значений  $\nabla T$ ,  $\nabla P$ ,  $\nabla \rho$  в физическом процессе в глубинных горизонтах при оценках порядков сил целесообразно учитывать нелинейность явлений в процессах переноса тепла, массы и импульса, осложняющих процесс моделирования [17]. Поэтому при полной формулировке вопроса оценки гидродинамических процессов и сил, определяющих восходящую миграцию флюида, следует привлекать полные уравнения закона сохранения импульса (3) гомогенных/гетерогенных, однородных/неоднородных, ньютоновских/неньютоновских сред (например, [11, 14, 18–22]), которые в своей простой форме имеют вид [12, 13]:

$$\rho \left( \frac{\partial \vec{V}}{\partial t} + (\vec{V} \cdot \nabla)\vec{V} \right) = \vec{F}_\Sigma = \vec{F}_{\Sigma m} + \vec{F}_{\Sigma n} = \vec{F}_{\Sigma m} + \text{DIV} \vec{P}. \quad (3)$$

Здесь  $\vec{F}_{\Sigma m}$ ,  $\vec{P}$  – вектор результирующей внешней силы, тензор вязких напряжений соответственно.

Тогда в рамках **допущения I** при формулировке неизвестных параметров и определении замкнутости условий задачи целесообразно:

- обращаться к условиям динамического, теплового и диффузионного подобия. Однако в этом случае решение осложняется тем, что чем больше число отдельных сил, требующих описания течения, тем меньше имеется возможностей для независимого выбора параметров исследуемых динамически подобных моделей;
- устанавливать значения определяющих критериев подобия с учетом существенности вклада отдельных сил в формирование общей картины течения флюида в системе.

Это позволяет общую систему определяющих безразмерных уравнений (4)–(6), описывающих гидродинамику и теплообмен при движении однородного химически инертного флюида с постоянными физическими свойствами в доминирующем продольном направлении (для простоты изложения) представить в виде [23, 24]:

$$\frac{\partial \theta}{\partial \text{Fo}} + \text{Pe}(\vec{V} \cdot \nabla)\theta = \nabla^2 \theta, \quad (4)$$

$$\frac{\partial V_x}{\partial \text{Zh}} + \text{Re}(\vec{V} \cdot \nabla)V_x = -\frac{\text{Gr}}{\text{Re}} \theta \cos a - \frac{\partial}{\partial x}(\text{Eu Re}) + \nabla^2 V_x, \quad (5)$$

$$\nabla \cdot \vec{V} = 0. \quad (6)$$

Причем при записи (7), (8) слагаемых уравнений энергии (4), движения (5) и их критериев подобия принято:

$$\rho g_x - \frac{\partial P}{\partial x} = -g\beta_\rho \rho_0 (T - T_0) \cos a - \frac{\partial}{\partial x}(P - P_0), \quad (7)$$

$$\text{Fo} = \frac{\kappa \tau}{L^2}; \quad \kappa = \frac{\lambda}{\rho c_p}; \quad \text{Zh} = \frac{\nu \tau}{L^2}; \quad \text{Zh} = \frac{\text{Pe Fo}}{\text{Re}};$$

$$\text{Eu} = \frac{P}{\rho V^2}; \quad \text{Pe} = \text{Re Pr}; \quad \text{Gr} = \frac{g\beta_\rho \theta_w L^3}{\nu^2} = \text{Ga}\beta_\rho \theta_w. \quad (8)$$

Здесь  $\kappa$  – коэффициент температуропроводности;  $\tau$  – время процесса;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности;  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости;  $\rho$  – плотность;  $\beta_\rho$  – коэффициент объемного расширения.

Так как при исследовании движения флюида, вызываемого разностью плотностей отдельных частиц, измерять скорость затруднительно без специальных средств, полезны следующие обобщения, которые диктуются методом теории подобия гидродинамических и теплодиффузионных явлений. Следуя известному приему сравнения безразмерных дифференциальных уравнений и соответствующих им граничных и начальных условий, описывающих рассматриваемые явления процессов переноса при миграции, вполне определено в масштабах характерных значений их параметров реализуются безразмерные известные комплексы. Например, при оценках силы тяжести в сравнении с инерционными эффектами привлекают не только критерии Фруда ((Fr) как соотношение между силой инерции и внешней силой, в поле которой происходит движение), Ричардсона ((Ri) как мера отношения потенциальной энергии элементов смеси, погруженной в окружающую жидкость, к соответствующей кинетической энергии), но и важные их комбинации с критериями: Галилея ((Ga) как соотношение между силами гравитации и силами вязкости в среде), Архимеда ((Ar) как соотношение между архимедовой силой, обусловленной различием плотностей в отдельных областях рассматриваемой системы, и вязкими силами в основном потоке), Грасгофа ((Gr) как соотношение между подъемной силой, обусловленной разностью плотностей жидкости в отдельных точках потока, и силами молекулярной вязкости) в виде  $\text{Ga} = \text{FrRe}^2 = gL^3/\nu^2$ ,  $\text{Ar} = \text{Ga}(\rho - \rho_0)/\rho$ ,  $\text{Ri} = \text{Ar}/\text{Re}^2$ . Эти данные ценны для физического заключений о режимах течения, обусловленного выталкивающей силой ( $F_B$ ). Так, при  $\text{Ri} \ll 1$  принимается, что при движении смеси выталкивающая сила пренебрежима мала, а при  $\text{Ri} > 1$  превалирует в том значении, что конвективные механизмы мало эффективны при перемещении среды, стратифицированной по плотности.

Более того, учет деталей изменений структуры флюида (при течении гетерогенной среды) требует анализа дополнительных эффектов, определяющих межфазные процессы на границах изменений структуры, с помощью таких параметров, как критерий Вебера ( $\text{We} = \rho L_0 V_0^2 / \sigma$  – отношение инерции жидкости к поверхностному натяжению), капиллярности ( $\text{Cr} = \eta V_0 / \sigma$  – соотношение между вязким трением ( $\eta$ ) и поверхностным натяжением ( $\sigma$ )) или их комбинаций типа  $\text{We} = \text{CrRe}$ . Вместе с этим учет особенностей взаимодействия между внешними силами и силами поверхностного натяжения требует введения критерия Этвеша

((Eo =  $L/L_c$ ), где  $L_c = \left( \frac{\sigma}{g\Delta\rho} \right)^{0.5}$  – капиллярная длина) и

его комбинации для данной среды типа  $\text{Eo} = \text{ArCr}/\text{Re}$ . При выраженной неизотермичности и диффузионности процессов новые неизвестные можно определить по связям для задачи с тепломассообменом:  $\text{Gr} = \text{Ga}\beta_\rho \Delta T$ ,  $\text{Fo}_d = \text{FoLe}$  – диффузионный критерий

Фурье. Так  $Fo_d$  характеризует соотношение между скоростью изменения диффузионных процессов в окружающей среде и скоростью перестройки концентрационного поля внутри рассматриваемой системы, которые зависят от размеров системы и коэффициента диффузии. Критерий Льюиса  $Le = D_{\text{mix}}/\kappa$  характеризует взаимосвязь процессов теплопереноса в смесях и является мерой интенсивности изменений диффузионного поля относительно поля температур в смеси,  $D_{\text{mix}}$  – коэффициент диффузии смеси.

Полезную для практики информацию по оценке режимов течения в случае  $\mathbf{F}_{\text{ин}} \approx \mathbf{F}_B$  можно получить из членов уравнения движения (5) –  $\frac{\rho \bar{V}^2}{2} \approx g L_x \Delta \rho$ . Последнее, в случае учета переходных тепловых и динамических явлений, при течении флюида в пористой среде приводит к связи  $Re \approx Gr^{0.5}$ .

При оценках сил в рамках **допущений II** исходим из определяющих уравнений движения в пористой среде при условиях (9):

$$Re = \frac{\rho \bar{V} L_y}{\mu} \ll 1; \quad \rho \frac{d\bar{V}}{dt} \cong 0$$

и для пористых сред

$$Re = \frac{\rho V_0}{\mu} \left( \frac{\kappa}{m} \right)^{0.5} \leq 1 - 10, \quad (9)$$

где  $k$  – проницаемость;  $m$  – пористость. Тогда для случая просачивания изотропной ньютоновской среды через пористое твердое тело вполне разумно использовать систему определяющих уравнений (10) в виде [12, 25, 26]:

$$\nabla P = \mu \nabla^2 \bar{V}; \quad \nabla \cdot \bar{V} = 0. \quad (10)$$

Заметим, что в рамках **допущений II** (с учетом (9) и включения силы тяжести) определение скорости флюида по трещине осуществляется в виде (11):

$$\bar{V} = -\frac{\kappa}{\mu} (\nabla P - \rho \bar{g}). \quad (11)$$

Таким образом, детальный анализ процессов при миграции флюида показывает, что на величину выталкивающей силы ( $\mathbf{F}_B$ ) может влиять режим течения среды через изменение сил: инерционных ( $\mathbf{F}_{\text{ин}}$ ), реологических ( $\mathbf{F}_{\text{PL}}$ ), диффузионных ( $\mathbf{F}_{\text{RC}}$ ), что допускает формулировку результирующей силы согласно рис. 2 в виде (12):

$$\bar{F}_\Sigma = \bar{F}_B + \bar{F}_G + \bar{F}_{PL} + \bar{F}_{RC} + \bar{F}_{PR} + \bar{F}_{SD}. \quad (12)$$

Тогда при оценках выталкивающей силы можно допустить, что  $\mathbf{F}_B = \mathbf{F}_B(T, c_i, P)$  и определять ее в виде  $\mathbf{F}_B = \mathbf{g}(\rho_0 - \rho(T, P))$ , где  $\rho_0$  – характерная плотность,  $\rho(T, P)$  – локальная плотность в области, генерирующей направленную вверх выталкивающую силу  $\mathbf{F}_B$ , зависящую от изменений термодинамических условий. Также для доминирующих направлений течения в порах имеем полезные для практики оценки (13):

$$\begin{aligned} F_{Bx} &= -g_x (\rho_0 - \rho) = |\bar{g}| \cos \alpha (\rho_0 - \rho); \\ F_{By} &= -g_y (\rho_0 - \rho) = |\bar{g}| \sin \alpha (\rho_0 - \rho); \end{aligned} \quad (13)$$

$\rho(T) = \rho_0 [1 + \zeta(T_0 - T)]$ ;  $\zeta$  – коэффициент объемного расширения ( $\approx 10^{-3}$ ).

*Сила реологических эффектов частиц смеси,  $\mathbf{F}_{\text{PL}}$ .* Учет эффектов и процессов, сопровождаемых взаимодействием областей капельной жидкости с нетривильным характером распределения напряжений и скоростей деформаций, требует уяснения вкладов этих процессов в общий баланс переноса импульса, описываемого уравнением движения в пористой среде и оценок порядка соответствующих сил реологических изменений. Хорошо известно [12, 13, 25, 26], что характерной особенностью течений углеводородных капельных жидкостей со сложной реологией через щелевое пространство породы являющиеся диффузионные эффекты, ответственные за термодинамическую неравновесность всего потока смеси. Аналогичные процессы можно встретить в потоках углеводородов с введением полимерных растворов с целью снижения эффектов молярного переноса импульса при транспортировке природного сырья [27]. Такие кинетические эффекты проявляются в том, что при постоянных внешних условиях происходит затягивание переходов вихревой, тепловой природы, увеличивающих критические значения критериев подобия, отвечающих за неустойчивости, прямые и обратные переходы в потоке (критерии Рейнольдса (Re), Рэлея (Ra)).

В рассматриваемых средах характерное время течения будет превышать гидродинамическое время потока смеси, фиксируемого по пьезопроводности пласта. Для учета этих особенностей в течении реологически сложных сред и определения характера изменений их напряжений наряду с Re, Ra привлекают критерий Дебора (De), характеризующий связь между упругими и вязкими силами. В своем наиболее распространенном виде (рекомендуемом для практических исследований), включающем время структурной релаксации, критерий имеет вид  $De = \lambda V_0 / L_y$ , где  $\lambda$  отвечает за релаксационные явления в сдвиговых/деформационных процессах и время установления гидродинамического режима течения, которое требуется для снижения начального напряжения в локальной области среды и проявления признаков начала текучести. Кроме того, для описания релаксационных процессов, происходящих при охлаждении углеводородной среды при ее восходящей миграции на поверхность, целесообразно обращение к критериям: Лилли (Li) –  $Li = d\lambda/dt$ , где  $t$  – характерное время процесса; а также Вейссенберга (Wi), характеризующего особенности изменений вязкоупругого течения соотношением между временем релаксации ( $\lambda$ ) и скоростью деформаций ( $\dot{\epsilon}$ ) вида  $Wi = \lambda \dot{\epsilon}$ .

Отдельные исследования фильтрационных движений тяжелых нефтей [12, 13, 18, 25, 26] показывают, что на длинах порядка  $L_y = 10^{-2}$  м скорости  $V_0$  могут достигать значений 40 см/с и время релаксации определяется диапазоном  $\tau = 10^{-2} - 10^{-1}$ , с. Это дает значения  $De \approx O(10^0)$  и позволяет утверждать о необходимости учета в результирующей силе реологических эффектов.

Исходя из сказанного, представляется целесообразным остановиться на отдельных формулировках указанных критериев, по значениям которых можно оценить степень влияния механизмов гидродинамики и теплопереноса на динамику процесса течения флюида в пористой среде в условиях, отличных от уравнения (11) (с пренебрежимо малым влиянием инерционных сил ( $Re \leq 1-10$ ), течение в изотропной изотермической ньютоновской химически инертной однородной вязкой жидкости в пористой среде).

Прежде всего, следует учитывать, что углеводородные капельные жидкости (тяжелые нефти), не подчиняющиеся закону Дарси и отличающиеся анизотропным характером изменений поверхностных сил ( $Re > 10$ ), приводят к нелинейной связи уравнения движения, которая усиливается при увеличении проницаемости ( $k$ ) или уменьшении вязкости. Такие течения анализировались, например, в [28, 29], в условиях, когда (11) перестает выполняться, что приводит к учету особенностей влияния пористых сред по модели вида (14):

$$\bar{V} + \frac{\rho}{\mu} \kappa' V^2 = -\frac{\kappa}{\mu} \nabla P, \quad \kappa = \frac{L_y^2 m^3}{150(1-m)}; \quad \kappa' = \frac{1,75 L_y}{150(1-m)}. \quad (14)$$

Здесь  $L_y$  – характерный поперечный размер пор;  $\kappa'$  – инерционный коэффициент.

Более того, заметим, что анизотропия и действие реологических эффектов могут усиливаться при интенсификации тепловых процессов [15, 30]. В этом случае система определяющих уравнений (неразрывности (15), движения (16) и энергии (17)), описывающих гидродинамику и теплообмен в неизолированной углеводородной капельной жидкости, усложняется и принимает вид [31]:

$$\nabla \cdot \bar{V} = 0; \quad (15)$$

$$\bar{V} = -\frac{\kappa}{\mu} (\nabla P - \rho \bar{g}); \quad (16)$$

$$\hat{\sigma} \frac{dT}{dt} = \chi \nabla^2 T. \quad (17)$$

Здесь  $\hat{\sigma} = \frac{m(\rho c_p)_f + (1-m)(\rho c_p)_s}{(\rho c_p)_f}$  – отношение

теплоемкости насыщенной среды к теплоемкости жидкости « $f$ »; индекс « $s$ » относится к твердому телу;  $\rho = \rho_0[1 - \beta_p(T - T_0)]$ ;  $\chi$  – коэффициент температуропроводности жидкости. Кроме того, в данных условиях анизотропию пористых сред (при наличии переходов от свободной к вынужденной конвекции) можно оценить по критериям теплового подобия (Рэлея,  $Ra$ , (18)) [28, 29, 31]:

$$(Ra'_{horiz})_{кр} = \pi^2 \left[ 1 + \left( \frac{\lambda_{vert} m_{vert}}{\lambda_{horiz} m_{horiz}} \right)^{0,5} \right]^2;$$

$$(Ra'_{vert})_{кр} = \pi^2 \left[ 1 + \left( \frac{\lambda_{horiz} m_{horiz}}{\lambda_{vert} m_{vert}} \right)^{0,5} \right]^2. \quad (18)$$

Здесь  $\lambda$ ,  $m$  – соответственно, коэффициенты теплопроводности, проницаемости в горизонтальном (« $horiz$ ») и вертикальном (« $vert$ ») направлениях.

Детальное представление о порядке критических значений критерия  $Ra$  ( $Ra = GrPr$  или  $Ra = RiPrRe^2$ , где  $Ri = Gr/Re^2$ ) в полномасштабных тепло- и гидродинамических конфигурациях, характерных для процессов в глубинных подземных коллекторах (и пористых средах) при переходах тепловой природы, можно получить по следующим заключениям [13, 24, 32]:

- в пространственных протяженных и неизолированных вязких системах достигается критическое значение Рэлея  $Ra_{cr} = 8 \cdot 10^5$ ;
- в скважинных условиях и наличии конвекции имеет место  $Ra_{cr} = 68-216$ , причем это критическое значение можно предсказать по (19) с учетом зависимости от отношения теплопроводностей заполняющей скважину жидкости и окружающей ее массива  $\lambda_f/\lambda_m$  [32]:

$$Ra_{crit} = \frac{96}{5(1+7\lambda_f/\lambda_m)} \times \left[ 3(33+103\lambda_f/\lambda_m) - \sqrt{3(2567+1479\lambda_f/\lambda_m+26927\lambda_f/\lambda_m)^2} \right]. \quad (19)$$

Таким образом, высказанные замечания о положениях и особенностях учета реологии, формулировок критериев  $Ra$  с целью установления областей неустойчивости, а также допущений к физической модели рассматриваемого процесса течения и теплопереноса в вязком углеводородном флюиде в пористой среде в известном смысле могут служить обоснованием необходимости *учета/пренебрежения* силами, ответственными за сдвиговые и деформационные эффекты при восходящей миграции подземного флюида.

Сила реакции *взаимодействующих твердых недеформируемых частиц*,  $F_{RC}$ . Согласно [17, 33–36], процессы переноса, обусловленные этой силой, способны оказывать заметное влияние на локальную структуру течения гомогенной или гетерогенной углеводородной среды в силу выраженных термодинамических и структурных изменений в составе смеси в отдельных зонах течения и общей неравновесности фильтрационного потока. Поэтому для гомогенной смеси изменение этой силы следует учитывать через проявление диффузионных эффектов, определяемых величиной диффузионного потока  $i$ -й компоненты ( $j_i$ ) в поперечном направлении области течения, включающем механизмы концентрационной, термо- и бародиффузии, в виде (20) [10, 23]:

$$j_i = \rho \sum_{j=1}^n \frac{m_i m_j}{m^2} \times \times D_{ij} \left[ \frac{\partial x_i}{\partial r} + \left( x_j - \frac{x_j m_j}{m} \right) \frac{\partial \ln p}{\partial r} - \frac{m}{m_i x_i \rho} D_i^T \frac{\partial \ln T}{\partial r} \right],$$

$$i = \overline{1, n}. \quad (20)$$

Здесь  $\rho$  – плотность смеси;  $x_i$  – осредненная мольная доля  $i$ -й компоненты;  $m, m_i$  – молекулярные веса смеси и  $i$ -й компоненты соответственно;  $D_{ij}$  – многокомпонентные коэффициенты диффузии;  $D_i^T$  – коэффициент термодиффузии;  $p, T$  – осредненные параметры давления и температуры смеси соответственно.

Заметим, что в большинстве исследований подобными эффектами пренебрегают, считая их слабыми. Однако этот вопрос требует более полного анализа для конкретной конфигурации [33]. Подобного мнения, как о силах с эффектами второго порядка в отношении влияния на изменение динамики течения смеси (капельных сред с твердыми частицами) в пористых телах, придерживаются о таких силах, как  $\mathbf{F}_M$  – дополнительная вращательная подъемная сила

$$(\text{Магнуса}), \quad \bar{\mathbf{F}}_M = \frac{\pi}{8} d_f^2 \rho_f C_{IM} |\bar{\mathbf{u}}_f - \bar{\mathbf{u}}_p| \frac{|\bar{\mathbf{Q}}(\bar{\mathbf{u}}_f - \bar{\mathbf{u}}_p)|}{|\bar{\mathbf{Q}}|},$$

$\bar{\mathbf{Q}} = \nabla \bar{\mathbf{u}}_f / 2 - \bar{\omega}_p$ ;  $\mathbf{F}_S$  – дополнительная подъемная сила

$$(\text{Саффмена}), \quad \bar{\mathbf{F}}_S = C_{IS} \frac{\rho_f \pi}{8} d_p^3 [(\bar{\mathbf{u}}_f - \bar{\mathbf{u}}_p) \bar{\omega}_f], \quad \bar{\omega}_f = \nabla \times \bar{\mathbf{u}}_f,$$

которые выражены в гетерогенных газожидкостных (величины с индексом «f») с твердыми частицами (величины с индексом «p») смесях при вязкостно-инерционно-гравитационных режимах на протяженных участках областей течения и тепломассообмена.

**Подъемная сила,  $\mathbf{F}_L$ .** Необходимые величины для оценки значений подъемной силы, создаваемой вращением частиц смеси в реальной жидкости по связи

$$F_L = \frac{1}{2} \rho V^2 S C_l.$$

Здесь  $\rho$  – локальная плотность жидкости;  $V$  – скорость частиц флюида относительно среды;  $S$  – площадь поверхности частиц флюида;  $C_l$  – коэффициент подъемной силы. Этот коэффициент может быть определен из экспериментальных данных с учетом сведений о режиме течения (число Рейнольдса,  $Re$ ) и коэффициенте вращения (число Россби,  $Ro = V_{\omega}/V_0$ ). Так, например, для коэффициентов вращения ( $Ro$ ) от 0,5 до 4,5 коэффициент подъемной силы ( $C_l$ ) находится в диапазоне от 0,2 до 0,6. Заметим, что возникновение эффектов от действия этой силы обусловлено совокупным влиянием на частицы флюида массовых, инерционных и вязких сил, формирующих локальные области переменного по пространству поля давления [15, 30, 34, 37].

**Сила сопротивления тяжелых (твердых) частиц при движении в жидкости с их характерной локальной скоростью,  $U_P - \mathbf{F}_D$ .** Ее формулируют в виде  $\mathbf{F}_D = C_D (\pi d^2 / 4) [\mathbf{U} - \mathbf{U}_L] (\mathbf{U} - \mathbf{U}_L) / 2$ . Причиной возникновения является разность скорости несущей среды (смесь) и частицы (жидкой/твердой). Причем при  $U > U_L$  происходит ускорение дисперсной фазы, а при  $U < U_L$ , наоборот, ее торможение. Здесь  $C_D$  – коэффициент сопротивления частицы с общей связью –  $C_D = f(Re_L)$ , которая в отдельных условиях (требуемых эмпирических и других сведений о деталях процесса) сводится, например, к виду – при  $Re_L > 130$   $C_D = C_{D\text{Stokes}} (1 + 0,15 Re_L^{0,687})$ . При малых числах Рейнольдса дисперсной фазы ( $Re_L = \rho [\mathbf{U} - \mathbf{U}_L] d / \mu$ ) имеем

$C_{D\text{Stokes}} = 24 / Re_L$ . Следует учитывать, что в общем случае коэффициент сопротивления – сложная функция многих параметров, например,  $C_D = C_D(Re_L, Kn, M, d/2R, \Phi, d/h, \text{теплофизических свойств, состава смеси, неизотермичности и т. д.})$ .

Отмеченное выше позволяет утверждать, что доминирующими силами в рамках физической модели миграции частиц флюида в поровой среде могут выступать следующие.

**Полная сила сопротивления частиц флюида восходящему потоку со среднemasсовой скоростью,  $U_M, \mathbf{F}_{SD}$ .** Выражение силы следует из уравнения движения в проекции на ось  $Ox$  и для случая течения вязкой ньютоновской среды имеет вид:

$$F_{SD} = -\tau_{xy} \Big|_{y=L_y/2} \pi L_x L_y,$$

где компонента тензора напряжений ( $\tau_{xy}$ ) имеет вид

$$\tau_{xy} = \mu \left( \frac{\partial V_x}{\partial y} + \frac{\partial V_y}{\partial x} \right) \Big|_{y=L_y/2}.$$

Для простоты выкладок, считая режим автомодельным ( $V_y \approx 0$ ) и учитывая, что течение флюида можно описать уравнением движения вида

$$\frac{dp}{dx} = \frac{d\tau_{xy}}{dy}, \quad \text{следует оценка типа (21):}$$

$$\tau_{xy} \approx O \left( L_y \left( \frac{P_0 - P_L}{L_x} \right) \right). \quad (21)$$

**Сила градиента давления,  $\mathbf{F}_{PR}$ .** В процессах миграции для оценки порядка величины этой силы следует привлекать определяющие динамические уравнения Навье-Стокса [13, 18–20, 38] вида (22):

$$\nabla \cdot \bar{\mathbf{V}} = 0;$$

$$\rho \frac{d\bar{\mathbf{V}}}{dt} = -\nabla P + \mu \nabla^2 \bar{\mathbf{V}}. \quad (22)$$

Причем, как отмечалось выше, для пористой среды имеем закон Дарси, который при использовании

связей:  $Re = \frac{\rho \bar{V}}{\mu} \left( \frac{\kappa}{m} \right)^{0,5} \leq 1-10$ ,  $\bar{V} = \frac{Q}{S}$ , а также зада-

нии переменных  $\rho = \rho_0$ ,  $k = k_0$ ,  $m = m_0$  позволяет определить  $\bar{V} = Re \left( \frac{m}{\kappa} \right)^{0,5} \frac{\mu}{\rho}$  и, следовательно, оценить

$O(\nabla P)$ . Тогда имеем, что  $\mathbf{F}_{PR} \approx O(\nabla P \cdot L_x L_y)$ .

Таким образом, по представленным соотношениям можно оценить результирующую силу  $\bar{\mathbf{F}}_{\Sigma}$ , порядок которой может служить заключением о возможности формирования в пористой среде эффектов, в той или иной степени генерирующих изменения поверхностных и внешних сил, вызывающих восходящую миграцию частиц гомогенного и гетерогенного углеводородного флюида из подземных глубин. В частности, наши оценки по представленной технологической схеме с системными параметрами, характерными для пористой среды в рассматриваемой гидродинамической и тепловой конфигурации, необходимыми для расчета указанных сил, приводят к заключению о доминирующих эффектах и силах при миграции флюида в глубинных горизонтах

**Таблица 1.** Определяющие параметры результирующей силы восходящей миграции флюида  
**Table 1.** Defining parameters of the resulting fluid upward migration force

Переменные области пространства Space region variables		Характерные параметры углеводородной капельной среды Characteristic parameters of hydrocarbon drip medium		Определяющие критерии гидродинамического, теплового и диффузионного подобия Defining criteria of hydrodynamic, thermal and diffusion similarity	
продольное направление longitudinal direction $L_z$ , (m)	$10^3$	Вязкость, $\mu$ , (кг/(м·с)) при температуре ( $T$ ) и давлении ( $P$ ) Viscosity, $\mu$ , (kg/(m·s)) at temperature ( $T$ ) and pressure ( $P$ )	$T=50\text{ }^\circ\text{C}$ $P=15\text{ MPa}$	$2083 \cdot 10^{-7}$	$\text{Re} = \frac{\rho \bar{V} L_v}{\mu} \leq 1;$ $\text{Re} = \frac{\rho V_0}{\mu} \left( \frac{\kappa}{m} \right)^{0.5} \leq 1 - 10;$ $\text{Pr} = \nu / \chi = 4,25; \text{Sm} = \nu / D_{\text{mix}} = 6,916 \cdot 10^{-6};$ $\text{Le} = D_{\text{mix}} / \chi = 6,15 \cdot 10^5;$ $\text{Pe} = \text{RePr} = 21,25;$ $\text{Gr} = 9,81 \cdot 10^{11}; \text{Ga} = 3,27 \cdot 10^{12};$ $\text{Ra} = \text{GrPr} = 4,17 \cdot 10^{12};$ Режим/Regime – $\text{Ra} \gg \text{Ra}_{\text{crit}};$ свободной конвекции free convection; $\text{Ar} = 5,6 \cdot 10^{11}; \text{Fr} = 1,3 \cdot 10^{11};$ $\text{Ri} = 3,9 \cdot 10^{10};$ Режим/Regime – $\text{Ri} \gg 1$ – сила плавучести – одна из определяющих миграцию buoyancy force is one of those defining forces of migration Группа нестационарных процессов Nonstationary process group – $\text{Fo} = \chi t / L^2; \text{Fo}_d = \text{FoLe}; \text{Zh} = \text{PeFo} / \text{Re}$ – опущены из допущений физической постановки omitted from physical staging assumptions
			$T=25\text{ }^\circ\text{C}$		
радиальное направление, radial direction, $L_r$ , (m)	$(1-2) \cdot 10^1$	$\rho(T) = \rho_0 [1 + \zeta(T_0 - T)]$	Плотность Density, $\rho$ , (kg/m <sup>3</sup> )	626	Реологические эффекты Rheological effects – $\text{De} = \tau V_0 / L_0$ опущен из допущений физической постановки omitted from physical assumptions
			$\zeta = 10^{-3}, (^\circ\text{C})^{-1}; \rho_0 = 626,$ kg/m <sup>3</sup> ; $T_0 = 300\text{ }^\circ\text{C}$ (на глубине/at depth); $T = 90\text{ }^\circ\text{C}$ (наверху/above); $\Delta T = (T_0 - T) = 210\text{ }^\circ\text{C}$	757,46	
азимутальное направление transversal direction, $L_z$ , (m)	$10^{-2}$	Кинематическая вязкость Kinematic viscosity, $\nu = \mu / \rho$ , (m <sup>2</sup> /с) при температуре ( $T$ ) и давлении ( $P$ ) at temperature ( $T$ ) and pressure ( $P$ )		$3,32 \cdot 10^{-7}$	
				$3,47 \cdot 10^{-7}$	
характерный объем characteristic volume, $v$ , m <sup>3</sup>	$O(10^{-2});$	Теплоемкость Heat capacity, $c_p$ , (J/(kg·°C))		2314	
Проницаемость Permeability, $k$ , (дарси/darci) 1 darci = $= 0,987 \cdot 10^{-12}\text{ m}^2 \equiv$ $\equiv \text{mkm}^2$	Изотропия Isotropy	Анизотропия Anisotropy	Температуропроводность Thermal diffusivity, $\chi = \lambda / (\rho \cdot c_p)$ , (m <sup>2</sup> /с)	$7,8 \cdot 10^{-8}$	
	$k = 1,5 \cdot 10^{-4}$	$k_i = 1,5 \cdot 10^{-4}$			
	$k = 4,8 \cdot 10^{-2}$	$k_i = 4,8 \cdot 10^{-2}$			
	$k = \frac{\mu Q L}{A(P_1 - P_2)}$				
Пористость Porosity, $m$ , (%)	11,2–16,6 (песчаник/sandstone)	Теплопроводность Heat conductivity, $\lambda$ , W/(m <sup>0</sup> ·C)		0,1134	
	40 (песок/sand, зернистость/grit 60–70)				
Угол/angle, $\alpha$	$30-45^\circ$	Диффузия Diffusion, $D_{\text{mix}}$ , (m <sup>2</sup> /с)		0,048	
		Термодинамические условия на глубине Thermodynamic conditions at depth		$P_0 = 30\text{ MPa}; T_0 = 300\text{ }^\circ\text{C};$ $\rho_0 = 221-620\text{ kg/m}^3$	
		Характерная среднemasовая скорость смеси Characteristic average mass velocity of the mixture, UM, m/s		$\text{Re} = \frac{\rho V_0}{\mu} \left( \frac{\kappa}{m} \right)^{0.5}$ дает при gives at $\text{Re} = 5, \mu = 2,7 \cdot 10^{-7},$ $\rho = 626, m = 0,14; \kappa = 0,025$ $\bar{V} = \text{Re} \frac{\mu}{\rho} \left( \frac{m}{\kappa} \right)^{0.5} = 3,9 \cdot 10^{-9}$	



**Таблица 2.** Сведения оценок сил  
**Table 2.** Force estimates information

Тяжести Gravity $F_G, N$	Подъемная Lifting $F_L, N$	Плавуности Buoyancy $F_B, N$	Сопротивления Resistance $F_{SD}, N$	Перепада давления Pressure difference $F_{PR}, N$	Реологиче- ских эффектов Rheological effects $F_{PL}, N$	Реакции взаимодей- ствующих твердых недеформируемых частиц Reactions of interacting solid non-deformable particles $F_{RC}, N$	
$\bar{F}_G = -\bar{g};$ $F_x = g_x =$ $= - g  \cos \alpha;$ $F_y = g_y =$ $= - g  \sin \alpha$	$F_L = \frac{1}{2} \rho V^2 S C_l$	$\bar{F}_B = \bar{g}(\rho_0 - \rho(T, P, c_i));$ $F_{Bx} =  \bar{F}_B  \cos \alpha;$ $F_{By} =  \bar{F}_B  \sin \alpha$	$F_{SD} = -\tau_{xy} _{y=L_y/2} \pi L_x L_y;$ $\tau_{xy} = \mu \left( \frac{\partial V_x}{\partial y} + \frac{\partial V_y}{\partial x} \right) \Big _{y=L_y/2}$	$F_{PR} = (\nabla P \cdot L_x) S$	$F_{PL} = O(De)$	Диффузионные процес- сы, описываемые в рамках неравновесной термодинамики Diffusion processes de- scribed within non- equilibrium thermody- namics	
$\angle \alpha = 30-45^\circ$	$\rho = 757,46;$ $C_l = 1,005$	$\angle \alpha = 30-45^\circ;$ $\rho = 757,46; \rho_0 = 626$	$\pi S = L_x \cdot L_y = 3,14 \cdot 10^4$	$\nabla P = -\mu \frac{\bar{V}}{\kappa}$	$Re = 5,$ $Ra = 4,17 \cdot 10^{12},$ $De = \tau V_0 / L_y =$ $= O(10^{-11})$		
$F_x$	$F_y$	$g_x$	$g_y$	$\mu = 2,7 \cdot 10^{-7},$	$\bar{V} = Re \frac{\mu}{\rho} \left( \frac{m}{\kappa} \right)^{0,5}$		
8,49	4,09	$V = 3,9 \cdot 10^{-9}$	8,49	4,09	$V_x = O(\bar{V}), V_y = 0;$ $V = 3,910^{-9};$	$\mu = 2,7 \cdot 10^{-7};$ $\kappa = 0,025;$ $Re = 5$	
6,93	6,93	$F_L = 6,09 \cdot 10^{-11}$	6,93	6,93	$L_y \approx O(10^1)$	$S = L_x \cdot L_y = 10^4;$ $L_x = 10^3$	
		$F_{Bx}$	$F_{By}$	$\tau_{xy} = O\left(\mu \frac{V}{L_y}\right)$	$V = 3,9 \cdot 10^{-9}$		
		$1,11 \cdot 10^3$	$0,53 \cdot 10^3$	$1,053 \cdot 10^{-16}$	$\nabla P = 0,421 \cdot 10^{-13}$		
		$0,91 \cdot 10^3$	$0,91 \cdot 10^3$	$F_{SD} = 3,3 \cdot 10^{-12}$	$F_{PR} = 0,421 \cdot 10^{-6}$		
$F_g \approx O(10^1)$	$F_L \approx O(10^{-11})$	$F_B \approx O(10^3)$	$F_{SD} \approx O(10^{-12})$	$F_{PR} \approx O(10^{-6})$ – без учета вязких сил (подход II) without considera- tion of viscous forces (approach II); $F_{PR} \approx O(10^{-11})$ – с учетом вязких сил (подход I) taking into account viscous forces (approach I)	$F_{PL} \approx O(10^{-11})$	Эффекты силы опу- щены по допущениям физической модели, но целесообразны при численном моделиро- вании Effects of force are omitted according to the assumptions of the physical model, but are expedient in numerical modeling	

Из результатов табл. 1, 2 следует, что выполненные оценки порядков сил, сведений о числах подобия (например, Pr, Sm, Le, Re, Pe, Ra, Ri и т. д.) позволяют выделить определяющие эффекты в результирующей силе (от изменений  $F_B, F_G, F_{PR}$ ), формирующие процесс миграции. А также использовать эти данные в качестве разумного физического и математического инструментов прогноза миграции особенно в условиях, осложненных: аномальными фазовыми и реологическими мелкомасштабными диффузионными изменениями состава; сопряженным тепломассопереносом между породой и смесью; нестабильностью режимов в локальных областях течений флюида при произвольном тектоническом нарушении литосферы.

Приведем пример возможного образования порядка гидростатической силы при появлении глубинного тектонического разлома с вертикальной миграцией флюида. Известно, что литостатическое давление на глубине  $\sim 5$  км соответствует  $\sim 10^8$  Па. В этом случае при появлении разлома глубиной 3 км (например, от

фундамента до «бажена»), длиной 1 км при ширине в 1 см (площадь сечения вертикального канала миграции флюида будет соответствовать  $10 \text{ м}^2$ ) появляется градиент гидростатического давления, направленного вверх. В рамках данной геометрической модели, без учета эффектов вязкого трения, сила гидростатического давления флюида на глубине 2 км будет соответствовать порядкам  $10^5-10^6$  Н. Что, в свою очередь, может служить подтверждением возможности доминирующего или соразмерного влияния эффектов от силы градиента давления на формирование результирующей силы. Поэтому в определенных конфигурациях, режимах гидродинамики и тепломассопереноса справедливо ожидать миграции в условиях как роста вклада от силы градиента давления, так и экстенсификации процессов от сил плавуности и тяжести, а также присутствия других гидродинамических эффектов от рассматриваемых сил. Все это ставит вопросы для дальнейшего детального анализа процессов в рамках совершенных физических и математических моделей.

### Выводы

1. Настоящий анализ показывает, что эффекты коррекции процессов в подъемной силе за счет изменений дополнительных ее составляющих ( $F_S$ ,  $F_M$ ) в рамках выполненного физического анализа (согласно схеме рис. 2) следует считать пренебрежимо малыми.
2. Из данных табл. 1, 2 видно, что восходящая миграция формируется под определяющим влиянием в результирующей силе выталкивающей силы ( $F_B$ ), особенностей изменения полей термодинамических параметров (состава ( $c_i$ ), полей температуры ( $T$ ), давления ( $P$ ), под действием силы тяжести ( $F_G$ ), фазовых явлений и процессов на границах исследуемого объема текущей углеводородной среды), а также силы градиента давления ( $F_{PR}$ ), поведение которой осложняется распределением всего спектра внешних и внутренних сил в сопряженной системе.
3. Полученные данные могут быть использованы при построении детальной численной математической модели для многопараметрического анализа рассматриваемых пространственных процессов переноса импульса, тепла и массы в пористой среде при восходящей миграции. Такой анализ может стать предметом будущих исследований.

### Тенденции и перспективы исследования

1. Общий анализ рассмотренных проблем моделирования процессов миграции глубинного флюида подчеркивает физическую и математическую нетривиальность задачи в силу своей многопараметричности, многомерности и многофакторности. В таких условиях на пути построения универсальной модели положения теории подобия, метода анализа размерностей органично выступают инструментом обоснованной формулировки заключений о доминирующих процессах, определяющих/второстепенных эффектах/механизмах, сопровождающих миграцию. Анализ характера распределений определяющих чисел, критериев по-

добия тепловой, гидродинамической и диффузионных задач, установления их функциональных связей в виде уравнений подобия, полученных с привлечением теории подобия, весьма важен при построении точных и приближенных моделей восходящей миграции, детального и комплексного физико-математического описания течений сопряженного ТМО для гомогенных и гетерогенных флюидов в узких полостях в полях действия внешних сил, а также при разработке корректных и эффективных методов их решений, выдаче рекомендаций в практику приложений.

2. Библиографический анализ показывает, что уровень выполненных работ неоднороден и целесообразен труд по обобщению интенсивных усилий исследователей по комплексному моделированию течений из больших глубин с целью понимания фундаментальных аспектов явлений переноса и механизмов течения УВ в замкнутых объемах со сложным составом и реологией.
3. Интерпретация имеющегося теоретического материала направлена на обобщение и развитие сведений о транспорте УВ смесей сложной реологии и состава из замкнутых областей до современного уровня анализа влияния результирующей силы. Требуется дополнительное изучение влияния неустойчивостей, хаотических изменений в структуре смеси, сопутствующих эффектов, характеризующих производство энтропии, ее кривизны (согласно идеям И. Пригожина и П. Гленсдорфа).
4. Движения, возникающие в одно- и многофазной среде из-за разности плотностей в УВ смеси, также осложнены и генерируются различиями фазовых состояний, ТМП в инертной/химически активной среде, существованием «тонких» скрецивающихся механизмов – дино-, баро-, термодиффузии, диффузионной теплопроводности. Это требует тщательных оценок при рассмотрении конкретной конфигурации течения и ТМП. Поэтому все высказанные замечания могут составить предмет перспективных исследований.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дюнин В.И., Корзун В.И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.
2. Рахматулин Х.А. Основы газовой динамики взаимодействующих движений сплошных сред // Прикладная математика и механика. – 1956. – Т. 20. – № 2. – С. 54–69.
3. Мельник И.А. Интенсивности процессов наложенного эпигенеза как индикаторы нефтенасыщенности песчаных коллекторов // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 6. – С. 90–97.
4. Мельник И.А., Зиминова С.В., Смирнова К.Ю. Нефтегазоносность территории Томской области как результат глубинной миграции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 17–22.
5. Тимурзиев А.И. Глубинная «фундаментальная нефть» Западной Сибири – реальное состояние и альтернативы развития // Глубинная нефть (электронное издание). – 2014. – Т. 2. – № 12. – С. 1951–1970. URL: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-12-2014/0\\_DO\\_Contents\\_2-12-2014.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-12-2014/0_DO_Contents_2-12-2014.pdf) (15.12.2020).
6. Абукова Л.А. Нисходящая миграция поземных вод и углеводородов в осадочных нефтегазоносных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 8. – С. 23–31.
7. Геокатализ и эволюция мантийно-коровых магматогенных флюидных систем / В.Н. Шарапов, Г.К. Ионе, М.П. Мазуров, В.П. Мысов, Ю.В. Перепечко. – Новосибирск Академическое издание «Гео», 2007. – 141 с.
8. Модельный анализ развития континентальных мантийно-коровых рудообразующих систем / В.Н. Шарапов, А.С. Борисенко, М.П. Мазуров, Ю.В. Перепечко, А.Н. Черепанов, Ю.П. Бессонова, Г.Г. Павлова, А.А. Боровиков, Л.М. Житова, В.А. Пономарчук, В.Н. Попов, В.К. Черепанова, К.В. Чудненко. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 150 с.
9. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2016. – 146 с.
10. Де Гроот С., Мазур П. Неравновесная термодинамика. – М.: Наука, 1970. – 231 с.
11. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. 1. – М.: Наука, 1987. – 464 с.
12. Маскет М. Течения однородных жидкостей в пористой среде. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 640 с.

13. Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – М.: Энергия, 1967. – 411 с.
14. Кутателадзе С.С., Стырикович М.А. Гидрогазодинамика газожидкостных систем. – М.: Энергия, 1976. – 296 с.
15. Advances of heat transfer in porous media – a review / Younes Menni, Ali J. Chamkha, Noureddine Kaid, Houari Ameer, Mohammed Bensafi, Djamel Sahel, Giulio Lorenzini // Special Topics & Reviews in Porous Media: an International Journal. – 2020. – V. 11. – Iss. 1. – P. 1–18. DOI: 10.1615/SpecialTopicsRevPorousMedia.2020028581
16. Deepak Kumar, Amit Kumar Dhiman. Effects of aiding buoyancy and channel confinement on the flow and heat transfer of dilatant fluids from a square obstacle // Computational Thermal Sciences: an International Journal. – 2018. – V. 10. – Iss. 2. – P. 121–149. DOI: 10.1615/ComputThermalScien.2017021128.
17. A critical review of engineering approach in the context of memory concept for fluid flow through porous media / Fatema Akter Happy, Arifur Rahman, Syed Imtiaz, M. Enamul Hossain // Journal of Porous Media. – 2020. – V. 23. – Iss. 6. – P. 593–611. DOI: 10.1615/JPorMedia.2020020571
18. Kharlamov S.N., Malozemov A.V. Investigation of regularities highly viscous liquid flows in interaction with peripheral annular flow of water-oil in complex pipelines // Applied Mechanics and Materials. – 2014. – V. 565. – P. 152–155. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.565.152
19. Терехов В.И., Пахомов М.А. Тепломассоперенос и гидродинамика в газокapельных потоках. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – 284 с.
20. Накоряков В.Е., Покусаев Б.Г., Шрейбер И.Г. Волновая динамика газо- и парожидкостных систем. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 321 с.
21. Surface wetting in multiphase pipe-flow / J.R. Bentzon, A. Vural, K.L. Feilberg, J.H. Walther // Multiphase Science and Technology. – 2020. – V. 32. – Iss. 2. – P. 137–154. DOI: 10.1615/MultScienTechn.2020031539.
22. Hosokawa Sh., Shakutsui H., Tomiyama A. Turbulence modification of gas-liquid solid dispersed three-phase flow in a vertical pipe // Multiphase Science and Technology. – 2019. – V. 31. – Iss. 2. – P. 175–197. DOI: 10.1615/MultScienTechn.2019030437.
23. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.
24. Петухов Б.С., Поляков А.Ф. Теплообмен при смешанной турбулентной конвекции. – М.: Наука, 1986. – 192 с.
25. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 608 с.
26. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
27. Kharlamov S.N., Kudelin N.S., Dedeev P.O. Hydrodynamic, heat and acoustic processes modeling in transport of rheologically complex viscous media technology in pipelines // XVIII International scientific symposium in honour of academician M.A. Usov. IOP Publishing. IOP conf. series: Earth and environmental science. – 2014. – V. 21. – № 012040. – P. 1–7. DOI: 10.1088/1755-1315/21/1/012040.
28. Benjan A., Khair K.R. Heat and mass transfer by natural convection in a porous medium // International journal of heat and mass transfer. – 1985. – V. 28. – Iss. 5. – P. 909–918.
29. Hong J.T., Tien C.L., Kaviani M. Non-Darcian effects on vertical plate natural convection in porous media with high porosities // International journal of heat and mass transfer. – 1985. – V. 28. – Iss. 12. – P. 2149–2159.
30. Dhananjay Yadav. Numerical examination of the thermal instability in an anisotropic porous medium layer subjected to rotation and variable gravity field // Special Topics & Reviews in Porous Media: An International Journal. – 2020. – V. 11. – Iss. 1. – P. 395–407.
31. Larson R.E., Higdon J.J.L. Microscopic flow near the surface of two-dimensional porous media. P. 2 Transverse flow // Journal of Fluid Mechanics. – 1987. – V. 178. – P. 119–136.
32. Гершуни Г.З., Жуховицкий Е.М. Конвективная устойчивость несжимаемой жидкости. – М.: Наука, 1972. – 392 с.
33. Obembe Abiola David, M. Enamul Hossain, Sidqi A. Abu-Khamsin. Variable-order anomalous heat transport mathematical models in disordered and heterogeneous porous media // Second Thermal and Fluids Engineering Conference. – Las Vegas, NV, USA, 2017, 2–5 April. – P. 2225–2239. DOI: 10.1615/TFEC2017.prm.017616.
34. Chetteti Ram Reddy, Padigepati Naveen, Darbhasayanam Srinivasacharya. Effects of nonlinear convection and cross-diffusion for the flow of darcy-forchheimer model micropolar fluid with convective boundary condition // Computational Thermal Sciences: an International Journal. – 2019. – V. 11. – Iss. 3. – P. 205–218. DOI: 10.1615/ComputThermalScien.2018019453.
35. Two-way coupled fluid – structure interaction of gas-liquid slug flow in a flexible riser: small-scale experiments and simulations / J.J. Veiros, A. Akhiiartdinov, S. Sævik, C.M. Larsen, O.J. Nydal // Multiphase Science and Technology. – 2019. – V. 31. – Iss. 1. – P. 27–43. DOI: 10.1615/MultScienTechn.2019029489.
36. Saman Beyhaghi, Krishna Pillai. Estimation of tortuosity and effective diffusivity tensors using closure formulation in a sintered polymer wick during transport of a nondilute, multicomponent liquid mixture // Special Topics & Reviews in Porous Media: an International Journal. – 2011. – V. 2. – Iss. 4. – P. 267–282. DOI: 10.1615/SpecialTopicsRevPorousMedia.v2.i4.20.
37. Majid Molki. The swirling motion of dribbling honey // 5th Thermal and Fluids Engineering Conference (TFEC). – New Orleans, LA, USA, 2020, 5–8 April. – P. 321–332. DOI: 10.1615/TFEC2020.fnc.031576.
38. Kharlamov S.N. Characteristics of flow and heat transfer in a turbulent twisted flow // Heat Transfer Research. – 2002. – V. 33. – Iss. 1–2. – P. 64–74.

Поступила 23.12.2021 г.

#### Информация об авторах

**Мельник И.А.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, и.о. заведующего кафедрой-руководителя отделения нефтегазового дела на правах кафедры Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Харламов С.Н.**, доктор физико-математических наук, профессор, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 553.982:551.252:536.24:532.54

## ON THE ISSUE OF HYDRODYNAMIC MODELLING OF UPWARD MIGRATION OF RHEOLOGICALLY COMPLEX INHOMOGENEOUS FLUIDS FROM DEEP UNDERGROUND RESERVOIRS

Igor A. Melnik<sup>1</sup>,  
melnik@tpu.ru

Sergey N. Kharlamov<sup>1</sup>,  
kharasn@mail.ru

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

**The relevance** of the article is caused by the need to develop new mathematical models, methods, experimental approaches when investigating migration problems of deep hydrocarbon fluids from underground reservoirs of the oil and gas basin.

**The aim** of the research is to develop a universal physical and mathematical model of a detailed forecast of migration over a limited space of a ground collector of arbitrary geometry; make recommendations to the practice of studying the problems of hydrodynamics and heat- and mass transfer in these conditions and to compare the relative values of forces that cause the migration of deep fluids in vertical and lateral directions.

**Methods** of the research are based on general principles of mechanics of continuous homogeneous and heterogeneous media, hydrodynamics and heat and mass transfer.

**Results.** The paper introduces the data of analysis of effects accompanying hydro- and gas dynamics, and heat- and mass transfer at flows of homogeneous and heterogeneous rheologically simple and complex viscous mixtures in fields of action of external forces from underground regions with arbitrary geometry of slot and pore space. The authors have carried out the analysis of the correctness of the physical modeling of the problem on underground hydrocarbons migration and establishment of determining mechanisms for their lifting from large depths. It was found that upward migration is formed under the defining influence in the resulting force: floating force ( $F_B$ ), which takes into account the features of changes in the fields of thermodynamic parameters (composition ( $c_i$ ), temperature ( $T$ ), pressure ( $P$ )); gravity ( $F_G$ ); phase phenomena and processes at the boundaries of the analysed volume of the hydrocarbon medium, as well as pressure gradient force ( $F_{PR}$ ), the behavior of which is complicated by the distribution of the entire spectrum of external and internal forces in the conjugated system. The paper introduces the conclusions on details of fluid flow modeling, formulations of defining numbers and criteria within the framework of the theory of similarity of the considered problems, useful for understanding and clarifying the essence of effects, processes, forces, mechanisms accompanying migration. The results can be used to predict migration especially at the conditions complicated by: abnormal phase and rheological small-scale diffusion changes in composition; conjugated heat and mass transfer between rock and mixture; instability of modes in local areas of fluid flow at arbitrary thermodynamic and geometric configurations of underground collector.

### Key words:

Fluid, mixtures, migration, modeling, hydrodynamics, heat- and mass transfer, rheology, structure, mass forces.

### REFERENCES

- Dunin V.I., Korzun V.I. *Gidrogeodinamika neftegazonosnykh basseyonov* [Hydrogeodynamics of oil and gas bearing basin]. Moscow, Naushny mir Publ., 2005. 524 p.
- Rakhmatulin Kh.A. *Osnovy gazovoy dinamiki vzaimopronikayushchikh dvizheniy sploshnykh sred* [Fundamentals of gas dynamics of interpenetrating flows of continuous media]. *Applied mathematics and mechanics*, 1956, vol. 20, no. 2, pp. 54–69.
- Melnik I.A. Intensity of processes of superimposed epigenesis as indicators of oil saturation of sand reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 6, pp. 90–97. In Rus.
- Melnik I.A., Zimina S.V., Smirnova K.Yu. Oil and gas potential of the Tomsk region as a result of deep migration. *Geology, geophysics and development of oil and gas field*, 2017, no. 3, pp. 17–22. In Rus.
- Timurziev A.I. The deep «fundamental oil» of Western Siberia – the real state and alternatives to development. *The deep oil (electronic edition)*, 2014, vol. 2, no. 12, pp. 1951–1970. In Rus. Available at: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-12-2014/0\\_DO\\_Contents\\_2-12-2014.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-12-2014/0_DO_Contents_2-12-2014.pdf) (accessed 15 December 2020).
- Abukova L.A. Downward migration of terrestrial waters and hydrocarbons in sedimentary oil and gas basins. *Geology, geophysics and development of oil and gas field*, 2010, no. 8, pp. 23–31. In Rus.
- Scharappov V.N., Ione G.K., Mazurov M.P., Mysov V.P., Perepchenko Yu.V. *Geokataliz i evolutsiya mantiyno-korovykh magmatogennykh flyuidnykh sistem* [Geocatalysis and evolution of mantle-core magmatogenic fluid systems]. Novosibirsk, Geo Akademik Publ., 2007. 141 p.
- Scharapov V.N., Borisenko F.S., Masurov M.P., Perepechko Yu.V., Cherepanov A.N., Bessonova Yu.P., Pavlova G.G., Borovikov A.A., Zhitova L.M., Ponomarchuk V.A., Popov V.N., Cherepanova V.K., Chudnenko K.V. *Modelny analiz rasvitiya kontinentalnykh mantiyno-korovykh rudoobrazuyushchikh sistem* [Model analysis of development of continental mantle-crust ore-forming systems]. Novosibirsk, SB RAN Publ., 2009. 150 p.
- Melnik I.A. *Opreделение intensivnosti geokhimicheskikh protsekov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Determination of geochemical processes intensity based on materials of well geophysical surveys]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2016. 146 p.
- De Groot S., Mazur P. *Neravnovesnaya termodinamika* [Nonequilibrium thermodynamics]. Moscow, Nauka Publ., 1970. 231 p.
- Nigmatullin R.I. *Dinamika mnogofaznykh sred* [Dynamics of multi-phased media]. P. 1. Moscow, Nauka Publ., 1987. 464 p.
- Musket M. *Techenie odnorodnykh zhidkostey v piristoy srede* [Flows of homogeneous liquids in porous medium]. Moscow, Izhevsk, Institute for Computer Research Publ., 2004. 640 p.
- Petukhov B.S. *Teploobmen i soprotivlenie pri laminarnom techenii zhidkosti v trubakh* [Heat exchange and resistance at laminar flow of liquid in pipes]. Moscow, Energiya Publ., 1967. 411 p.
- Kutataladze S.S., Styrikovich M.A. *Gidrogazodinamika gazozhidkostnykh sistem* [Hydrogasodynamics of gas-liquid systems]. Moscow, Energiya Publ., 1976. 296 p.
- Younes Menni, Ali J. Chamkha, Nouredine Kaid, Houari Ameer, Mohammed Bensafi, Djamel Sahel, Giulio Lorenzini. *Advances of*

- heat transfer in porous media – a review. *Special Topics & Reviews in Porous Media: an International Journal*, 2020, vol. 11, Iss. 1, pp. 1–18. DOI: 10.1615 / SpecialTopicsRevPorousMedia.2020028581
16. Deepak Kumar, Amit Kumar Dhiman. Effects of aiding buoyancy and channel confinement on the flow and heat transfer of dilutant fluids from a square obstacle. *Computational Thermal Sciences: an International Journal*, 2018, vol. 10, Iss. 2, pp. 121–149. DOI: 10.1615/ComputThermalScien.2017021128
  17. Fatema Akter Happy, Arifur Rahman, Syed Imtiaz, M. Enamul Hossain. A critical review of engineering approach in the context of memory concept for fluid flow through porous media. *Journal of Porous Media*, 2020, vol. 23, Iss. 6, pp. 593–611. DOI: 10.1615/JPorMedia.2020020571
  18. Kharlamov S.N., Malozemov A.V. Investigation of regularities highly viscous liquid flows in interaction with peripheral annular flow of water-oil in complex pipelines. *Applied Mechanics and Materials*, 2014, vol. 565, pp. 152–155. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.565.152 (ISSN: 1022 - 6680).
  19. Terekhov V.I., Pakhomov M.A. *Teplomassoperenos i gidrodinamika v gazokapelnom potoke* [Heat and mass transfer and hydrodynamics in gas-droplet flows]. Novosibirsk, NGTU Publ., 2009. 284 p.
  20. Nakoryakov V.E., Pokusaev B.G., Schreiber I.G. *Volnovaya dinamika gazo- i parozhidkostnykh sistem* [Wave dynamics of gas and steam-liquid systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1990. 321 p.
  21. Bentzon J.R., Vural A., Feilberg K.L., Walther J.H. Surface wetting in multiphase pipe-flow. *Multiphase Science and Technology*, 2020, vol. 32, Iss. 2, pp. 137–154. DOI: 10.1615/MultScienTechn.2020031539
  22. Hosokawa Sh., Shakutsui H., Tomiyama A. Turbulence modification of gas-liquid solid dispersed three-phase flow in a vertical pipe. *Multiphase Science and Technology*, 2019, vol. 31, Iss. 2, pp. 175–197. DOI: 10.1615/MultScienTechn.2019030437
  23. Bubenikhov A.M., Kharlamov S.N. *Matematicheskie modeli neodnorodnoy anizotropnoy turbulentnosti vo vnutrennikh techeniyakh* [Mathematical models of heterogeneous anisotropic turbulence in internal flows]. Tomsk, Tomsk State University Publ., 2001. 448 p.
  24. Petukhov B.S., Polyakov A.F. *Teploobmen pri smeshannoy konveksii* [Heat exchange in mixed turbulent convection]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 192 p.
  25. Musket M. *Fizicheskie osnovy tekhnologii dobychi nefiti* [Physical basis of oil production technology]. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Investigations Publ., 2004. 608 p.
  26. Mirzadzhanzade F.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Modelirovaniye protsessov neftegazodobychy. Nelineynost, neravnovesnost, neopredelennost* [Modeling of oil and gas production processes. Nonlinearity, nonequilibrium, uncertainty]. Moscow, Izhevsk, Institute of Computer Investigations Publ., 2004. 368 p.
  27. Kharlamov S.N., Kudelin N.S., Dedeev P.O. Hydrodynamic, heat and acoustic processes modeling in transport of rheologically complex viscous media technology in pipelines. *XVIII International scientific symposium in honour of academician M.A. Usov. IOP Publishing, IOP conf. series: Earth and environmental science*, 2014, vol. 21, no. 012040, pp. 1–7. DOI: 10.1088/1755-1315/21/1/012040
  28. Benjan A., Khair K.R. Heat and mass transfer by natural convection in a porous medium. *International journal of heat and mass transfer*, 1985, vol. 28, Iss. 5, pp. 909–918.
  29. Hong J.T., Tien C.L., Kaviani M. Non-Darcian effects on vertical – plate natural convection in porous media with high porosities. *International journal of heat and mass transfer*, 1985, vol. 28, Iss.12, pp. 2149–2159.
  30. Dhananjay Yadav. Numerical examination of the thermal instability in an anisotropic porous medium layer subjected to rotation and variable gravity field. *Special Topics & Reviews in Porous Media: an International Journal*, 2020, vol. 11, Iss. 1, pp. 395–407.
  31. Larson R.E., Higdon J.J.L. Microscopic flow near the surface of two-dimensional porous media. Part.2 Transverse flow. *Journal of Fluid Mechanics*, 1987, vol. 178, pp. 119–136.
  32. Gerschini G.Z., Zhukhovitskii E.M. *Konvektivnaya ustoychivost neshzhimaemoy zhidkosti* [Convective stability of incompressible fluid]. Moscow, Nauka Publ., 1972. 392 p.
  33. Obembe Abiola David, M. Enamul Hossain, Sidqi A. Abu-Khamsin. Variable-order anomalous heat transport mathematical models in disordered and heterogeneous porous media. *Second Thermal and Fluids Engineering Conference*. Las Vegas, NV, USA, 2017, 2–5 April. pp. 2225–2239. DOI: 10.1615/TFEC2017.prm.017616
  34. Chetteti Ram Reddy, Padigepati Naveen, Darbhasayanam Srinivasacharya. Effects of nonlinear convection and cross-diffusion for the flow of darcy-forchheimer model micropolar fluid with convective boundary condition. *Computational Thermal Sciences: an International Journal*, 2019, vol. 11, Iss. 3, pp. 205–218. DOI: 10.1615/ComputThermalScien.2018019453
  35. Vieiro J.J., Akhiiartdinov A., Sævik S., Larsen C.M., Nydal O.J. Two-way coupled fluid-structure interaction of gas-liquid slug flow in a flexible riser: small-scale experiments and simulations. *Multiphase Science and Technology*, 2019, vol. 31, Iss. 1, pp. 27–43. DOI: 10.1615/MultScienTechn.2019029489
  36. Saman Beyhaghi, Krishna Pillai. Estimation of tortuosity and effective diffusivity tensors using closure formulation in a sintered polymer wick during transport of a nondilute, multicomponent liquid mixture. *Special Topics & Reviews in Porous Media: an International Journal*, 2011, vol. 2, Iss. 4, pp. 267–282. DOI: 10.1615/SpecialTopicsRevPorousMedia.v2.i4.20
  37. Majid Molki. The swirling motion of dribbling honey. *5<sup>th</sup> Thermal and Fluids Engineering Conference (TFEC)*. New Orleans, LA, USA, 2020, 5–8, April. pp. 321–332. DOI: 10.1615/TFEC2020.fnc.031576
  38. Kharlamov S.N. Characteristics of flow and heat transfer in a turbulent twisted flow. *Heat Transfer Research*, 2002, vol. 33, Iss. 1–2, pp. 64–74.

Received: 23 December 2021.

#### Information about the authors

**Igor A. Melnik**, Dr. Sc., professor, acting head of the department, National Research Tomsk Polytechnic University.  
**Sergey N. Kharlamov**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.276

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЛУБИНЫ НАЧАЛА ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Поплыгин Владимир Валерьевич<sup>1</sup>,  
poplygin@bk.ru

Немтина Светлана Александровна<sup>2</sup>,  
nemtinavetlana@yandex.ru

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 616990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

<sup>2</sup> ООО «ПИТЦ "Геофизика"»,  
Россия, 618706, г. Добрянка, рп. Полазна, Электронный проезд, 3.

**Актуальность.** В настоящее время добыча нефти на ряде месторождений осложнена образованием асфальтеносмолопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования. Образование отложений приводит к уменьшению полезного сечения насосно-компрессорных труб и повышенному износу насосного оборудования, уменьшению добычи нефти.

**Цель:** исследовать аналитические модели определения глубины начала образования отложений асфальтенов, смол и парафинов в скважинах; оценить влияние технологических параметров добычи (обводненность, дебит, давление и др.) на глубину начала образования отложений асфальтенов, смол и парафинов.

**Объект:** Шершневское месторождение Пермского края.

**Методы:** лабораторные исследования, анализ промысловых данных, компьютерное моделирование.

**Результаты.** Выполнен обзор состава и свойств пластовых флюидов Шершневского месторождения. Проведено обобщение моделей для прогнозирования глубины начала интенсивного образования асфальтенов, смол и парафинов на стенках глубиннонасосного оборудования. Выявлено, что для прогнозирования образования асфальтеносмолопарафиновых отложений, а также для подбора наиболее оптимальной технологии борьбы с ними необходимо учитывать, помимо температуры потока, обводненность продукции, противодавление на устье, скорость потока. Определение глубины начала интенсивной парафинизации скважинной продукции на примере добывающих скважин Шершневского нефтяного месторождения показало, что наблюдается тенденция к снижению глубины начала формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений с ростом обводненности и дебита скважины по жидкости. С увеличением обводненности продукции скважин глубина начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений уменьшается в среднем на 20 м при росте обводненности на 10 %. С увеличением на 1 МПа буферного давления глубина начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений увеличивается на 30 м. При росте частоты тока электродвигателя на 2 Гц глубина начала парафинизации скважинной увеличивается на 28 м.

### Ключевые слова:

Скважина, парафин, обводненность, температура, глубина, давление.

### Введение

Одной из серьезных проблем при эксплуатации нефтедобывающих скважин является возникновение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойных зонах, на глубиннонасосном оборудовании и др. В специальной литературе широко освещено влияние различных факторов на интенсивность и глубину начала выпадения АСПО в добывающих скважинах, причины и механизм их выпадения [1–7]. Основными факторами, влияющими на глубину и интенсивность начала образования АСПО, являются: давление, температура, скорость потока, состав флюидов. В [8–13] рассмотрены механизмы и предложены методы оценки интенсивности проявления АСПО, исходя из геолого-физических и технологических параметров.

В настоящей статье для добывающих скважин Шершневского нефтяного месторождения выполнена оценка глубины начала образования АСПО от основных технологических параметров эксплуатации.

Нефть объектов разработки Шершневского месторождения характеризуется как средняя по плотности, маловязкая (2,94–4,04 мПа·с), высокосмолистая (15,01–15,99 мас. % смол и 1,64–3 мас. % асфальте-

нов), парафинистая (4,97–5,47 мас. %), сернистая (1,67–1,76 мас. %).

Все скважины оборудованы установками электроцентробежных насосов.

Температура насыщения парафином дегазированной нефти, как правило, определяется в лабораторных условиях. В случае отсутствия лабораторных данных температура насыщения парафином дегазированной нефти может быть рассчитана по эмпирическим зависимостям из [15–20]. В [14] определены корреляционные коэффициенты для нефти Шершневского месторождения для оценки температуры насыщения парафином. Наилучшая сходимость расчетных параметров с фактическими по добывающим скважинам месторождений севера Пермского края получена по зависимости из [21].

В таблице приведены значения температуры насыщения парафином дегазированной нефти для терригенных (Тл, Бб, Мл) и карбонатных объектов (Т-Фм) разработки Шершневского месторождения. Температура насыщения нефти парафином определена по формуле:

$$t_{нд} = t_{пл пар} e^{-x \left( C_{п1}; C_{с}; C_{А}; \frac{\mu_{20}}{\mu_{50}} \right)},$$

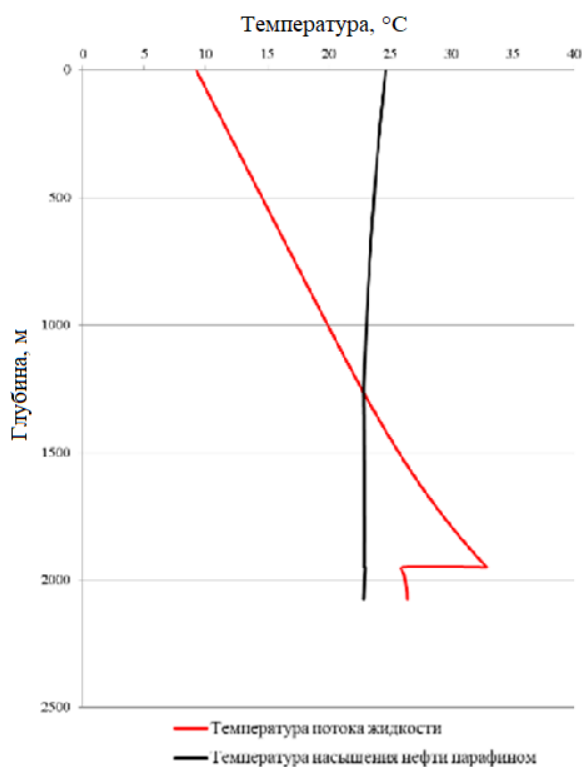
где  $t_{пл.пар}$  – температура плавления парафина;  $C_{П}$ ,  $C_{С}$ ,  $C_{А}$  – содержание в нефти парафинов, смол и асфальтенов;  $\frac{\mu_{20}}{\mu_{50}}$  – отношения динамических вязкостей нефти при температурах 20 и 50 °С;  $X$  – показатель степени.

Изменение  $t_{нд}$  по глубине скважины № 230 Шершнёвского месторождения приведено на рис. 1.

**Таблица.** Результаты расчета температуры насыщения парафином дегазированной нефти Шершнёвского месторождения

**Table.** Results of calculating the wax saturation temperature of degassed oil from the Shershnevskoe field

Объект разработки Reservoir	$\mu_{20}/\mu_{50}$	Содержание в нефти, мас. % Content in oil, % wt.			$t_{пл пар}, ^\circ C$ $t_{pl par}, ^\circ C$	Показатель степени $X$	$t_{нд}/t_{нд}, ^\circ C$
		$C_{П}$	$C_{С}$	$C_{А}$			
Тл/Т1	3,99	5,08	14,01	1,85	56,1	0,61	30,48
Мл/М1	3,52	5,15	15,99	2,11	54,9	0,62	29,53
Бб/Вб	3,61	5,47	13,89	1,64	55	0,64	29,00
Т-Фм/Т-Fm	3,90	4,97	14,35	3,00	55	0,62	29,59



**Рис. 1.** Графическая оценка глубины начала отложений асфальтенов, смол и парафинов в скважине

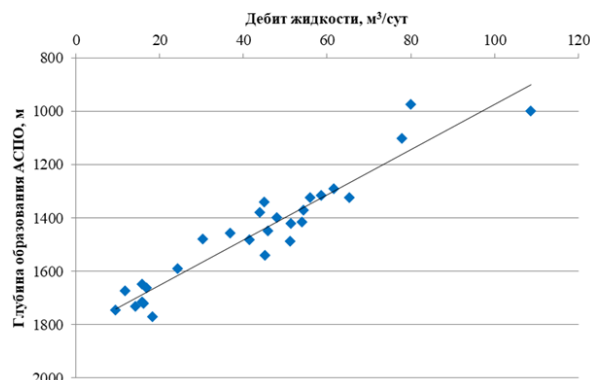
**Fig. 1.** Graphical assessment of the depth of asphaltenes, resins and paraffins deposition start in the well

Выполнено определение глубин начала интенсивной парафинизации продукции 28 скважин, работающих в суточном режиме откачки. Глубина начала образования АСПО изменяется от 975 до 1770 м (рис. 2). Отмечено снижение глубины начала интенсивной парафинизации с увеличением дебита в среднем на 8 м при увеличении дебита жидкости на 1 м<sup>3</sup>/сут.

При подземном ремонте по ряду скважин выполнены замеры толщины АСПО на внутренней поверхности НКТ. Произведен анализ соответствия расчетной и фактической глубин начала отложений асфальтенов, смол и парафинов в скважине (рис. 3). Отмеча-

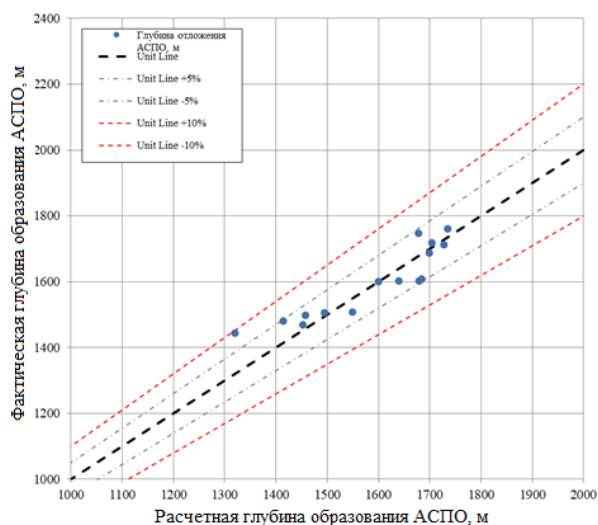
ется сходимость расчетных и фактических параметров с максимальным отклонением в 8,14 %.

Для определения глубины начала интенсивного отложения парафинов на глубиннонасосном оборудовании сопоставлены кривые распределения температуры потока жидкости в скважине и температуры насыщения нефти парафином (рис. 1). Место пересечения кривых является глубиной начала образования АСПО в скважине. Расчетная глубина начала интенсивной парафинизации продукции 1260 м.



**Рис. 2.** Зависимость глубины выпадения АСПО от дебита по жидкости

**Fig. 2.** Dependence of wax deposition depth on liquid flow rate



**Рис. 3.** Сопоставление расчетных и фактических глубин образования АСПО

**Fig. 3.** Comparison of calculated and actual depths of wax formation

В программном продукте Petroleum Experts PROSPER произведена оценка влияния обводненности продукции скважин на глубину выпадения АСПО. С увеличением обводненности продукции скважин глубина начала образования АСПО уменьшается в среднем на 20 м при росте обводненности на 10 %.

С увеличением на 1 МПа буферного давления глубина начала образования АСПО увеличивается на 30 м.

Важным параметром, влияющим на образование АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования, является скорость потока жидкости в колонне насосно-компрессорных труб. С увеличением скорости потока жидкости происходит уменьшение градиента температуры по стволу скважины, уменьшается скорость накопления АСПО. Для анализа влияния скорости потока на глубину образования АСПО проведен расчет при различных частотах работы насоса. Установлено, что с увеличением частоты тока элек-

тродвигателя на 2 Гц глубина начала парафинизации скважинной увеличивается на 28 м.

### Заключение

Для прогнозирования глубины образования, а также подбора наиболее оптимальной технологии борьбы с АСПО необходимо учитывать температуру потока, обводненность продукции, противодавление на устье, скорость потока.

Определение глубины начала интенсивной парафинизации скважинной продукции на примере добывающих скважин Шершневого нефтяного месторождения показало, что наблюдается тенденция уменьшения глубины начала отложений асфальтенов, смол и парафинов в скважине с ростом обводненности и дебита скважины по жидкости. С увеличением противодавления на устье скважины глубина начала образования АСПО увеличивается.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wax deposition mechanisms: Is the current description sufficient? / J. Yang, Y. Lu, N. Daraboina, C. Sarica // Fuel. – 2020. – V. 275. – Article number 117937.
2. Aguiar J.I.S., Punase A., Mazzeo C. Influence of asphaltene inhibitors on wax and asphaltene deposition – Are problems associated? // Offshore Technology Conference Brasil 2019. – OTCB 2019. – Code 157170.
3. Research progress and discussion of waxy crude pour point depressants: A mini review / Z. Sun, J. Zhang, G. Jing, Y. Liu, S. Liu // Recent Innovations in Chemical Engineering. – 2020. – V. 13. – № 4. – P. 323–331.
4. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – V. 9. – № 3. – P. 2091–2107.
5. Prediction of wax disappearance temperature by intelligent models / X.-Q. Bian, J.-H. Huang, Y. Wang, Y.-B. Liu, D.T. Kaushika Kasthuriarachchi, L.-J. Huang // Energy and Fuels. – 2019. – V. 33. – № 4. – P. 2934–2949.
6. Akinyemi O.P., Udonne J.D., Oyedeko K.F. Study of effects of blend of plant seed oils on wax deposition tendencies of Nigerian waxy crude oil // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 161. – P. 551–558.
7. Ашмян К.Д., Никитина И.Н., Носова Е.Н. Факторы, влияющие на выпадение из нефти асфальтосмолопарафиновых веществ // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 126–128.
8. Sandya M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10. – № 6. – P. 2541–2558.
9. Magnini M., Matar O.K. Fundamental study of wax deposition in crude oil flows in a pipeline via interface-resolved numerical simulations // Industrial and Engineering Chemistry Research. – 2019. – V. 58. – № 47. – P. 21797–21816.
10. Study on wax deposition mechanism and kinetics of wellbore in Longdong area / J.-J. Jing, W.-Y. Fu, C. Peng, J.-G. Zheng, M.-L. Niu, D. Li, W.-H. Li // Huaxue Gongcheng/Chemical Engineering. – 2019. – V. 47. – № 11. – P. 68–73.
11. Revisiting the methodology for asphaltene precipitation / D. Santos, M. Amaral, E.B.M. Filho, R.S. Dourado, J.A.P. Coutinho, G.R. Borges, E. Franceschi, C. Dariva // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 178. – P. 778–786.
12. Struchkov I.A., Rogachev M.K. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 163. – P. 91–99.
13. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с отложениями при добыче нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.
14. Турбаков М.С. Обоснование и выбор технологий предупреждения и удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений в скважинах: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2011. – 20 с.
15. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров, В.Н. Васильевский / под общ. ред. Ш.К. Гиматулинова. – М.: Альянс, 2007. – 454 с.
16. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
17. Коробов Г.Ю., Мордвинов В.А. Распределение температуры по стволу добывающей скважины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 57–59.
18. Мордвинов В.А., Турбаков М.С., Ерофеев А.А. Методика оценки глубины начала интенсивной парафинизации скважинного оборудования // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 112–115.
19. Определение глубины начала кристаллизации парафина / А.В. Осипов, А.А. Галиуллин, М.А. Пискарев, О.А. Грибеников // Научные исследования: от теории к практике. – 2016. – № 3. – С. 205–208.
20. Смаилова Г.Ж. Изучение динамики отложения твердого парафина в НКТ глубинно-насосных скважин при добыче высокопарафинистой нефти // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. – Уфа, 2016. – С. 158–164.
21. Турбаков М.С., Ерофеев А.А., Лекомцев А.В. К определению глубины начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 62–65.

Поступила 10.03.2021 г.

### Информация об авторах

**Поплыгин В.В.**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

**Немтина С.А.**, специалист, ООО «ПИТЦ «Геофизика»».



UDC 622.276

## PREDICTION OF THE DEPTH OF WAX DEPOSITION START IN OIL WELLS

Vladimir V. Poplygin<sup>1</sup>,  
poplygin@bk.ru

Svetlana A. Nemtina<sup>2</sup>,  
nemtinassetlana@yandex.ru

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

<sup>2</sup> PITC Geofizika LLC,  
3, Elektronny proezd, Polazna, Dobryanka, 618706, Russia.

**Relevance.** At present, oil production in a number of fields is complicated by the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits on the surface of oil field equipment. The formation of deposits leads to decrease in tubing useful section and increased wear of pumping equipment, decrease in oil production.

**The aim** of the research is to investigate the analytical models for determining the depth of the onset of asphaltene, tar and paraffin deposits in wells; assess the influence of production technological parameters (water cut, flow rate, pressure, etc.) on the depth of the beginning of formation of asphaltenes, resins and paraffins deposits.

**Object:** Shershnevskoe field of the Perm region.

**Methods:** laboratory research, field data analysis, computer modeling.

**Results.** The authors have reviewed the composition and properties of formation fluids of the Shershnevskoe field. The generalization of the models is carried out to predict the depth of the beginning of the intensive formation of asphaltenes, resins and paraffins on the walls of downhole pumping equipment. It was revealed that in order to predict the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits, as well as the selection of the most optimal technology to combat them, it is necessary to take into account, in addition to the flow temperature, the water cut of the product, the back pressure at the wellhead, and the flow rate. Determination of the depth of the beginning of intensive waxing of well products using the example of production wells of the Shershnevskoe oil field showed that there is a tendency to decrease the depth of the beginning of the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits with increase in water cut and well flow rate by liquid. With increase in the water cut of well production, the depth of the onset of asphaltene-resin-paraffin deposits formation decreases on average by 20 m with growth in water cut by 10 %. With increase in the buffer pressure by 1 MPa, the depth of the beginning of formation of asphaltene-resin-paraffin deposits increases by 30 m. With increase in the frequency of the electric motor current by 2 Hz, the depth of the beginning of borehole waxing grows by 28 m.

### Key words:

Well, paraffin, water cut, temperature, depth, pressure.

### REFERENCES

1. Yang J., Lu Y., Daraboina N., Sarica C. Wax deposition mechanisms: Is the current description sufficient? *Fuel*, 2020, vol. 275, Article number 117937.
2. Aguiá J.I.S., Punase A., Mazzeo C. Influence of asphaltene inhibitors on wax and asphaltene deposition - Are problems associated? *Offshore Technology Conference Brasil 2019*. OTCB 2019, Code 157170.
3. Sun Z., Zhang J., Jing G., Liu Y., Liu S. Research progress and discussion of waxy crude pour point depressants: A mini review. *Recent Innovations in Chemical Engineering*, 2020, vol. 13, no. 4, pp. 323–331.
4. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, no. 3, pp. 2091–2107.
5. Bian X.-Q., Huang J.-H., Wang Y., Liu Y.-B., Kaushika Kasthuriarachchi D.T., Huang L.-J. Prediction of wax disappearance temperature by intelligent models. *Energy and Fuels*, 2019, vol. 33, no. 4, pp. 2934–2949.
6. Akinyemi O.P., Udome J.D., Oyedeko K.F. Study of effects of blend of plant seed oils on wax deposition tendencies of Nigerian waxy crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 161, pp. 551–558.
7. Ashmyan K.D., Nikitina I.N., Nosova E.N. Factors influencing the loss of oil asphaltene, resin and paraffin substances. *Oil Industry*, 2014, vol. 11, pp. 126–128. In Rus.
8. Sandyga M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 6, pp. 2541–2558.
9. Magnini M., Matar O.K. Fundamental study of wax deposition in crude oil flows in a pipeline via interface-resolved numerical simulations. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2019, vol. 58, no. 47, pp. 21797–21816.
10. Jing J.-J., Fu W.-Y., Peng C., Zheng J.-G., Niu M.-L., Li D., Li W.-H. Study on wax deposition mechanism and kinetics of wellbore in Longdong area. *Huaxue Gongcheng/Chemical Engineering*, 1 November 2019, vol. 47, Iss. 11, pp. 68–73.
11. Santos D., Amaral M., Filho E.B.M., Dourado R.S., Coutinho J.A.P., Borges G.R., Franceschi E., Dariva C. Revisiting the methodology for asphaltene precipitation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 778–786.
12. Struchkov I.A., Rogachev M.K. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 163, pp. 91–99.
13. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. *Borba s otlozheniyami pri dobyche nefiti* [Oil recovery sediment control]. Moscow, OOO «Nedra-Biznesstsentr» Publ., 2006. 295 p.
14. Turbakov M.S. *Obosnovanie i vybor tekhnologii preduprezhdeniya i udaleniya asfaltenosmoloparaffinovykh otlozheniy v skvazhinakh*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Justification and selection of technologies for prevention and removal of asphaltene-resin-paraffin deposits in wells. Cand. Diss. Abstract]. St-Petersburg, 2011. 20 p.
15. Andriasov R.S., Mishchenko I.T., Petrov A.I., Vasilevskii V.N. *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy. Dobycha nefiti* [Reference guide for the design, development and operation of oil fields. Oil produc-

- tion]. Ed. by Sh.K. Gimatudinov. Moscow, Alianse Publ., 2007. 454 p.
16. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefiti* [Well oil production]. Moscow, «Neft i gaz» RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2003. 816 p.
  17. Korobov G.Yu., Mordvinov V.A. Temperature distribution along well bore. *Oil Industry*, 2013, vol. 4, pp. 57–59. In Rus.
  18. Mordvinov V.A., Turbakov M.S., Erofeev A.A. The estimation technique of depth of intensive formation of paraffin sediments on downhole equipment. *Oil Industry*, 2010, vol. 7, pp. 112–115. In Rus.
  19. Osipov A.V., Galiullin A.A., Piskarev M.A., Gribennikov O.A. Opredelenie glubiny nachala kristallizatsii parafina [Determination of the depth of the beginning of crystallization of wax]. *Nauchnye issledovaniya: ot teorii k praktike*, 2016, vol. 3, pp. 205–208.
  20. Smailova G.Zh. Izuchenie dinamiki otlozheniya tverdogo parafina v NKT glubinno-nasosnykh skvazhin pri dobyche vysokoparafinistoy nefiti [The study of the dynamics of the deposition of solid wax in the tubing of deep-well pumping wells during the production of highly paraffinic oil]. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya. Sbornik nauchnykh trudov* [Oil and gas techniques and new materials. Problems and solutions. Proc.]. Ufa, 2016. pp. 158-164.
  21. Turbakov M.S., Erofeev A.A., Lekomtsev A.V. Depth definition of the beginning of asphaltene-resin-paraffin deposits formation during operation of oil producing wells. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2009, vol. 10, pp. 62–65. In Rus.

Received: 10 March 2021.

#### Information about the authors

**Vladimir V. Poplygin**, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Svetlana A. Nemtina**, specialist, PITC Geofizika LLC.

УДК 550.42:577.4

## ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБСКОГО И БАКСИНСКОГО БОЛОТ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ РАВНИНЫ)

Савичев Олег Геннадьевич<sup>1</sup>,  
OSavichev@mail.ru

Ян Хэнь<sup>1</sup>,  
13698754927@163.com

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

**Актуальность** определяется важной комплексной ролью болот в формировании экологического состояния регионов Западной Сибири, включая вопросы взаимодействия подземных, речных и болотных вод.

**Цель:** исследование гидрогеологических и гидрологических условий функционирования низинных Обского и Баксинского болот на юго-востоке Западно-Сибирской равнины. Основные задачи: 1) оценка элементов водного баланса болот; 2) оценка и анализ взаимодействия болотных, речных и подземных вод.

**Методы:** статистический анализ, математическое моделирование гидрогеологических и гидрологических процессов.

**Результаты и выводы.** Выполнена количественная оценка элементов водного баланса Баксинского и Обского болот и их водосборов за 1966–2019 гг. (юго-восточная часть Западно-Сибирской равнины на участках сочленения с палеозойским обрамлением). Определено внутригодовое распределение инфильтрационного питания палеоген-четвертичных отложений в междуречье рек Обь и Шегарка. Показано, что при заболачивании с преимущественным распространением низинных болот происходит уменьшение испарения с поверхности и увеличение слоя водного стока. Это приводит к дополнительному заболачиванию территории. Установлено, что взаимодействие поверхностных и подземных вод с разной степенью интенсивности в основном ограничено глубинами 110–120 м. Влияние болотных вод на подземные воды наиболее вероятно в летне-осенний период. В это время возможен переток болотных вод в подземные горизонты на участках 800–900 м, а также увеличивается инфильтрационное питание. Влияние болотных вод достигает максимумов на спаде высоких паводков, когда происходит сброс водных масс с заболоченной поймы в речное русло.

### Ключевые слова:

Обское болото, Баксинское болото, подземные, речные и болотные воды, водный баланс, Западная Сибирь.

### Введение

Болота Западной Сибири – важный компонент окружающей среды, одновременно определяющий ее общее состояние и являющийся индикатором взаимодействий между объектами лито-, гидро- и биосфер, а в последние десятилетия – и ноосферы [1–4]. Это определяет актуальность болотных исследований, в том числе – гидрогеологических и гидрологических условий функционирования крупных болотных экосистем. Нами эта проблема была рассмотрена на примере низинных Обского и Баксинского болот.

Первое из них (Обское болото) расположено на юго-востоке Западной Сибири (в геологическом отношении – на юго-восточной границе Западно-Сибирской плиты, в гидрогеологическом – на участке сочленения Западно-Сибирского артезианского бассейна (ЗСАБ) и Алтае-Саянской гидрогеологической складчатой области (АСГСО)), в левобережной части долины реки Обь в виде полосы шириной от 1,5 до 7 км и длиной около 100 км; средняя глубина торфяной залежи – 3,2 м, торф низинный гипновый, осоково-гипновый. Тренды среднегодовых значений температуры почвогрунтов на глубине 320 см могут достигать 0,8 °C/10 лет [5]. Обское болото, согласно Ю.А. Львову [6], относится к Обь-Иртышскому пойменному болотному округу, к Кожевниковскому району низинных гипновых и осоково-гипновых притеррасных болот; по [7] – к Обскому району торфонакопления, а в соответствии с [1] – к подтаежной бо-

лотной провинции западносибирских атлантических евтрофных осоково-гипновых болот. Достаточно подробное описание Обского болота приведено в [8–12], гидрогеологических условий непосредственно рядом с Обским болотом (в с. Мельниково) и на прилегающих территориях – в [13–20]. Следует отметить и возможность использования данных о более детально изученном объекте-аналоге – низинном Аркадьевском болоте, расположенном в долине р. Обь к югу от Обского болота [21].

Второе (Баксинское) болото также расположено в пределах подтаежной болотной провинции западносибирских атлантических евтрофных осоково-гипновых болот согласно [1], но по Ю.А. Львову [6] уже не в пределах Обь-Иртышского пойменного болотного округа, а на прилегающих к нему территориях Бакчарского (Шегарский болотный район неразвитых водораздельных низинных массивов и осоково-гипновых низинных систем на речных террасах) и Васюганского округов (Сенченский болотный район сочетания осоково-гипновых и гипновых евтрофных топей, мезотрофных осоково-сфагновых топей и плосковыпуклых олиготрофных сфагновых островов). На Баксинском болоте в 1961–1969 гг. производились наблюдения за уровнями болотных вод, результаты которых, а также общее описание опубликованы в [22]. Указанные материалы могут быть использованы для оценки элементов водного баланса не только Баксинского, но и Обского болота, поскольку последний

объект характеризуется близкими условиями торфообразования.

Общая цель исследования – изучение гидрогеологических и гидрологических условий функционирования низинных Обского и Баксинского болот на юго-востоке Западно-Сибирской равнины. Основные задачи связаны с количественной оценкой: 1) элементов водного баланса болот; 2) взаимодействия болотных, речных и подземных вод.

#### Исходные данные и методика исследования

Общая методика исследования определяется целью, задачами исследования и имеющимися данными: 1) поперечный профиль Обского болота южнее с. Нашеково [9]; 2) поперечный профиль долины реки Обь у с. Мельниково [10]; 3) данные о глубинах торфяной залежи, химическом составе торфов по глубине торфяной залежи и болотных вод в деятельном горизонте торфяной залежи, вещественном составе минеральных включений в торф у сел Мельниково и Нашеково в 2002–2019 гг. [9–12]; 4) среднемесячные уровни болотных вод Баксинского болота в 1961–1969 гг. [22]; 5) данные о режиме подземных вод по результатам гидрогеологических наблюдений на скважинах у с. Мельниково, вскрывающих палеоген-четвертичный, верхнемеловой водоносные комплексы [13–19]; 6) гидрогеологические разрезы Обь-Томского междуречья и междуречий Икса–Шегарка–Обь [16]; 7) характеристики фильтрационных свойств торфов Томской области [23]; 8) морфометрические характеристики, данные о расходах и уровнях воды рек Обь, Шегарка, Бакса, данные о температуре атмосферного воздуха, атмосферных осадках, относительной влажности атмосферного воздуха на метеостанциях Томск, Бакчар, Северное, Болотное, Огурцово (Новосибирск) [22–25] с использованием данных ряда авторов об условиях развития болотных процессов [1, 19, 26, 27] и материалов Росгидромета.

Методика исследования является одновременно и результатом исследования, в процессе которого она корректировалась. В целом она представляет собой последовательность следующих мероприятий:

1) расчет водного баланса водосбора реки Бакса в створе с. Пихтовка, в верхней части которого расположено Баксинское болото, в том числе (морфометрические характеристики водосбора и реки: длина реки от истока  $L_q=18$  км; площадь водосбора  $F_b=296$  км<sup>2</sup>; озерность  $f_{fen}=1$  %; заболоченность  $f_{fen}=60$  %; лесистость  $f_{лс}=35$  %; средняя высота водосбора  $Z_b=140$  м [22, 24]):

1.1) расчет месячных сумм атмосферных осадков  $P_m$  (мм/мес), среднемесячных значений температуры приземных слоев атмосферного воздуха  $T_m$  (°С) и дефицита влажности  $d_m$  (гПа) для геометрического центра водосбора как средневзвешенное по соответствующим данным метеостанций Томск, Бакчар, Северное, Болотное, Огурцово за период с 1966 по 2019 г. (1):

$$X_{bc} = \frac{\sum \frac{X_k}{l_k}}{\sum \frac{1}{l_k}}, \quad (1)$$

где  $X_{bc}$  – искомое значение величины  $X$  в геометрическом центре водосбора (за каждый  $m$ -месяц  $j$ -го года);  $l_k$  – расстояние от геометрического центра водосбора до  $k$ -й метеостанции [28, 29];

1.2) проверка на однородность ряда наблюдений  $P_m$  по дисперсии (критерий Фишера  $k_F$  (2)) и среднему (критерий Стьюдента  $k_S$  (3)) с целью выделения условно однородного периода (с уровнем значимости 5 %) для расчета характеристик среднееголетнего водного баланса и параметров для расчета испарения:

$$k_F = \frac{D_1}{D_2}, \quad (2)$$

$$k_S = \frac{|A_1 - A_2|}{\sqrt{N_1 D_1 + N_2 D_2}} \sqrt{\frac{N_1 N_2 (N_1 + N_2 - 2)}{N_1 + N_2}}, \quad (3)$$

где  $A_1, A_2, D_1, D_2$  – средние арифметические значения и дисперсии для двух выборок объемами  $N_1$  и  $N_2$ ; в формуле (2) в числителе – наибольшее значение, в знаменателе – наименьшее из двух; объемы выборок последовательно изменяются от (4;  $N-4$ ) до ( $N-4$ ; 4), где  $N=N_1+N_2$  [30];

1.3) расчет среднееголетнего испарения за год  $E_{ya}$  (мм/год) для однородного периода по разнице между среднееголетними значениями слоя атмосферного увлажнения  $P_{ya}$  (мм/год) и водного стока реки Бакса у с. Пихтовка  $Y_{ya}$  (мм/год):

$$E_{ya} = P_{ya} - Y_{ya} - \Delta W_b = P_{ya} - Y_{ya} - \Delta W_{fen} \Delta f_{fen}^*, \quad (4)$$

где  $\Delta W_b, \Delta W_{fen}$  – изменение влагозапасов в водосборе в целом и в болотах в частности (мм/год);  $f_{fen}^*$  – заболоченность водосбора (в долях единицы); согласно [6, 31], для таежной зоны Западной Сибири скорость прироста торфяной залежи  $v_{pd}$  составляет в среднем около 1 мм/год, для верховых болот – 1,15 мм/год, для низинных болот – 0,59 мм/год; с учетом этого при средней влажности торфа  $W_p=79,2$  % низинных болот Кожевниковского района Томской области [7, 21] среднееголетнее значение  $\Delta W_{a, fen} = v_{pd} W_p = 1,15 \cdot 0,792 \approx 0,47$  мм/год; заболоченность водосбора реки Бакса в створе с. Пихтовка  $f_{fen}=60$  % [24];

1.4) расчет месячных значений испарения  $E_{m(-)j}$  (мм/мес) с поверхности водосбора в холодный период (в месяцы с отрицательными среднемесячными температурами воздуха) по уравнению П.П. Кузьмина [22]:

$$E_{m(-)j} = 0,34 d_{mj} N_m, \quad (5)$$

где  $d_{mj}$  – дефицит влажности за  $m$ -месяц  $j$ -го года;  $N_m$  – количество суток в месяце;

1.5) расчет для каждого  $j$ -го года испарения с поверхности водосбора за месяцы теплого периода (с положительными среднемесячными температурами воздуха) из предположения о пропорциональности внутригодового изменения испарения и дефицита влажности [32, 33] по уравнению (6):

$$E_{m(+ )j} = E_{ya} \left( \frac{d_{m(+ )j}}{d_{ya}} \right)^{k_d}, \quad (6)$$

где  $d_{ya}$  – среднееголетнее значение дефицита влажности за однородный период (гПа);  $k_d$  – эмпирический коэффициент, подбираемый из условия:

$$Kr = 100 \frac{|E_{ya} - E_{yas}|}{E_{ya}} \rightarrow 0, \quad (7)$$

где  $E_{yas}$  (мм/год) – среднее годовое расчетное испарение за однородный период (сумма месячных значений испарения за теплый и холодный периоды); подбор  $k_d$  производится подбором с погрешностью не более 1 % (использовался инструмент «поиск решения» в MS Excel с применением метода общего понижающего градиента); для водосбора реки Бакса у с. Пихтовка  $k_d=0,991$  при  $Kr=3,45 \cdot 10^{-3}$  %;

1.6) подбор параметра  $n(M)$  для расчета среднегоголетнего испарения  $E_{ya(M)}$  (мм/год) с поверхности водосбора по методу гидроклиматических расчетов [33]:

$$E_{ya(M)} = E_{\max,a} \left( 1 + \left( \frac{P_{ya}}{E_{\max,a}} \right)^{-n(M)} \right)^{-\frac{1}{n(M)}}, \quad (8)$$

$$E_{\max,a} = 5,1 \sum T_{m(+)} + 382, \quad (9)$$

где  $E_{\max,a}$  – водный эквивалент теплоэнергетических ресурсов (мм/год);  $\sum T_{m(+)}$  – сумма положительных температур воздуха за год; подбор  $n(M)$  осуществлялся так же, как и в случае  $k_d$ , по условию (7); для водосбора р. Баксы у с. Пихтовка  $n(M)=1,684$  при  $Kr=1,20 \cdot 10^{-6}$  %;

1.7) расчет испарения  $E_{mj, fen}$  (мм/мес) с поверхности болота согласно [34, 35] по уравнению (10):

$$E_{mj, fen} = k_{rb} Rb_{mj}, \quad (10)$$

$$k_{rb} = 13,6 + 9,88 \cdot 10^{-2} h_{mj, fen}, \quad (11)$$

где  $h_{mj, fen}$  – глубина болотных вод относительно средней поверхности болота (м);  $Rb_{mj}$  – радиационный баланс деятельной поверхности (кДж/м<sup>2</sup>); между значениями  $Rb_{mj}$  и рядом функций температуры воздуха установлены статически значимые связи [33, 36]; с учетом этого и формулы (6) авторами для условий Западной Сибири в теплый период года по данным [37] получена зависимость:

$$E_{m(+), fen} = 4,402 E_{ya} \left( \frac{d_{m(+), j}}{d_{ya}} \right)^{k_d} \left( \sum T_{m(+)} \right)^{-0,5}, \quad (12)$$

параметры 4,402 и  $-0,5$  получены при условии минимума функции  $\frac{S}{\sigma}$  (13):

$$\frac{S}{\sigma} = \sqrt{1 - R^2} = \sqrt{\frac{\sum (X_o - X_s)^2}{(N-1) D_o}} \rightarrow 0, \quad (13)$$

где  $R^2$  – квадрат корреляционного отношения согласно [38];  $X_o$  и  $X_s$  – измеренные и расчетные значения величины  $X$ ;  $D_o$  и  $\sigma$  – дисперсия и стандартное отклонение  $X_o$ ;  $N$  – объем выборки; в рассматриваемом случае  $\frac{S}{\sigma} = 0,45$ ; сумма положительных температур в (12) рассчитана с начала гидрологического года (с октября);

1.8) расчет максимально возможной месячной водоотдачи из снежного покрова  $S_{mj, max}$  (мм/мес) по

уравнению (14), влагозапасов в снежном покрове  $Vs_{mj}$  (мм) по уравнению (15) и «фактической» водоотдачи из снежного покрова  $S_{mj}$  (мм/мес) по уравнению (16):

$$S_{mj, max} = k_T T_{mj} N_m, \quad (14)$$

$$Vs_{mj} = Vs_0 + P_{m(-)j} - S_{mj, max} - E_{m(-)j}, \quad (15)$$

$$S_{mj} = \begin{cases} Vs_{mj-1} - Vs_{mj-1}, & Vs_{mj-1} - Vs_{mj-1} > 0; \\ 0, & Vs_{mj-1} - Vs_{mj-1} \leq 0, \end{cases} \quad (16)$$

где  $k_T$  – коэффициент стаивания (принято  $k_T=5$  мм/(сут.°C);  $P_{m(-)j}$  – атмосферные осадки в холодный период (при отрицательных температурах), рассматриваемые условно как снег; начальное значение  $Vs_0=0$  установлено для июля [39, 40];

1.9) расчет эффективного увлажнения  $H_{mj}$  (мм/мес):

$$H_{mj} = S_{mj} + P_{m(+), j}, \quad (17)$$

$P_{m(+), j}$  – атмосферные осадки в теплый период (при положительных среднемесячных температурах воздуха), рассматриваемые условно как дождь;

1.10) расчет изменений влагозапасов в болотах, исходя из условия:

$$\frac{1}{N_y} \sum (H_{mj, fen} - E_{mj, fen} - k_{yf} \Delta Y_{mj}) = \Delta W_{a, fen} \approx 0,47 \text{ мм/год}, \quad (18)$$

$$\Delta W_{mj, fen} = \mu_{mj, fen} \Delta Z_{mj, fw} + \Delta W_{mj, fg}, \quad (19)$$

$$\Delta Z_{mj, fw} = Z_{mj, fw} - Z_{[m-1]j, fw}, \quad (20)$$

где  $N_y$  – количество расчетных лет;  $H_{mj, fen}$ ,  $E_{mj, fen}$  – эффективное увлажнение и испарение с поверхности болота в  $m$ -месяц  $j$ -го года ( $j=1, \dots, N_y$ ) в мм/мес;  $k_{yf}$  – поправочный коэффициент пересчета слоя стока с водосбора  $Y_{mj}$  к слою стока  $Y_{mj, fen}$  (мм/мес) с болот, определяемый подбором по условию (7) при допущении  $\Delta W_{a, fen} \approx 0,47$  мм/год; для водосбора реки Бакса у с. Пихтовка  $k_{yf}=1,612$  при  $Kr=1,20 \cdot 10^{-2}$  %;  $\mu_{mj, fen}$  – коэффициент водоотдачи торфяной залежи (в долях единицы) при изменении уровней болотных вод  $Z_{mj, fw}$  (м);  $\Delta W_{mj, fg}$  – водообмен между болотными и подземными водами (мм/мес); положительное значение  $\Delta W_{mj, fg}$  свидетельствует о преобладании притока подземных вод в нижние слои болота по сравнению с фильтрацией болотных вод в подземные горизонты;

1.11) расчет коэффициентов влагопроводности торфяного грунта  $k_{mj, fw}$  (м/сут) при допущении, что основной водный сток в пределах болот, согласно [34, 41, 42], приурочен не ко всей торфяной залежи, а к ее верхней части – так называемому деятельному горизонту глубиной  $h_{apd}$  (м):

$$Q_{mj, fen} k_{mj, fw} (h_{apd} - h_{mj, fw}) L_{Ff}, \quad (21)$$

$$k_{mj, fw} = \frac{Y_{mj, fen}}{N_m (h_{apd} - h_{mj, fw})} \sqrt{\frac{F_{fen}}{\pi}}, \quad (22)$$

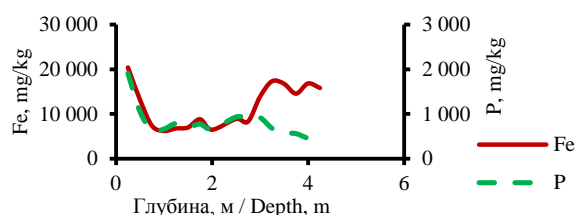
где  $Q_{mj, fen}$  и  $Y_{mj, fen}$  – среднемесячный расход воды (м<sup>3</sup>/с) и месячный слой водного стока (мм/мес);  $h_{mj, fw}$  – глубина болотных вод (м); глубина деятельного горизон-

та торфяной залежи принята в размере  $h_{apd}=0,75$  м по данным наблюдений на скважине 106 Баксинского болота [22] с учетом данных о распределении концентраций Fe и P в кислотных вытяжках из торфов Обского болота 26.11.2018 г. [11, 12]; в последнем случае было установлено резкое изменение концентраций Fe и P на границе слоя 0,00–0,75 м, что с большой вероятностью связано с изменением окислительно-восстановительной обстановки вследствие сокращения поступления кислорода (рис. 1);  $\pi=3,14\dots$ ;  $N_m$  – количество суток в месяце;  $F_{fen}$  – площадь болот в пределах водосбора (км<sup>2</sup>);  $L_{Ff}$  – контур водного стока с болот, принят с учетом рекомендаций [41] в размере половины длины окружности с приведенным

радиусом  $r_{Ff} = \sqrt{\frac{F_{fen}}{\pi}}$ , то есть  $L_{Ff} = \sqrt{F_{fen}\pi}$ ; в [41] в уравнении (21) рассматривается коэффициент фильтрации  $k_{mj,fo}$  (м/сут), но с учетом определенной сопоставимости деятельного горизонта торфяной залежи с зоной аэрации более корректно рассмотрение именно  $k_{mj,fw}$ , а не  $k_{mj,fo}$ ; связь между  $k_{mj,fo}$  и  $k_{mj,fw}$  принята согласно [43–45] в виде:

$$k_{mj,fw} = k_{mj,fo} \exp(-k_{wp}(n_p - \varepsilon_{mj} - \omega_{mj})), \quad (23)$$

где  $k_{wp}$  – эмпирический коэффициент;  $n_p$ ,  $\varepsilon_{mj}$ ,  $\omega_{mj}$  – пористость, льдистость и влага (%);



**Рис. 1.** Изменение концентраций Fe и P в кислотных вытяжках из торфов Обского болота у с. Нащеково 26.11.2018 г. (по данным [11, 12])

**Fig. 1.** Change of Fe and P concentration in acid extracts from peats of the Obskoe fen around Natshchekovo settlement on 26.11.2018 (by the data [11, 12])

1.12) расчет коэффициента водоотдачи болота по уравнению (24) К.П. Лундина [46], водоотдачи из торфяной залежи  $\mu_{mj, fen} \cdot \Delta Z_{mj, fw}$  и водообмена между болотными и подземными водами  $\Delta W_{mj, fg}$  по уравнению (19):

$$\mu_{mj, fen} = 0,13 + 0,074 \lg k_{mj, fw}, \quad (24)$$

при отсутствии стока и исчезающе малых коэффициентах влагопроводности (с учетом применимости (24))  $\mu_{mj, fen}=0$ ;

1.13) расчет влаги в торфе  $\omega_{mj}$  (%) по уравнению (23) при допущении, что льдистость торфа пропорциональна глубине его промерзания:

$$\varepsilon_{mj} = 100 \frac{k_\varepsilon \sqrt{|\sum T_{mj, <0}|}}{h_{apd}}, \quad (25)$$

где  $k_\varepsilon$  – эмпирический коэффициент (принято  $k_\varepsilon \approx 0,93$  по результатам измерения толщины промерзшего

слоя торфа на Обском болоте в начале зимнего периода 2018–2019 гг.);  $\sum T_{mj, <0}$  – сумма отрицательных среднемесячных температур атмосферного воздуха за предшествующий период гидрологического года (с октября); пористость торфа  $n_p$  принята в размере 91 % для осоково-гипнового низинного торфа по данным [23]; коэффициент фильтрации  $k_{mj,fo}$  принят равным максимальному значению  $k_{mj,fw}$ ; коэффициент  $k_{wp}$  определен подбором по условию (7); для водосбора реки Бакса у с. Пихтовка  $|k_{wp}|=2,641$  при  $Kr=7,24 \cdot 10^{-8}$  %; в случае  $h_{apd}-h_{mj, fw} < 0$  величина  $\omega_{mj}$  определена с учетом [43] по зависимости:

$$\omega_{mj} = \omega_a - 8h_{mj, fw}, \quad (26)$$

где  $\omega_a$  – среднее значение влаги, принятое как среднее значение для торфяных месторождений в водосборе реки Бакса [21] в размере 79,2 %;

1.14) определение параметров модели слоя суммарного стока с водосбора р. Баксы при допущении (27), на основе которого получена зависимость вида (28):

$$\frac{dY}{dt} \approx k_H (H - E_{(+)} - Y), \quad (27)$$

$$Y_{mj} = (H_{mj} - E_{m(+j)}) + (Y_{[m-1]j} - (H_{mj} - E_{m(+j)})) \exp(-k_H \tau), \quad (28)$$

где  $k_H \tau$  – произведение удельной скорости изменения стока на время добегания водных масс [39, 47], определяемое подбором при условии минимума функции  $\frac{S}{\sigma}$ ; для водосбора р. Бакса у с. Пихтовка  $k_H \tau=0,525$

при  $\frac{S}{\sigma} = 0,79$ ;

2) расчет водного баланса Обского болота с использованием параметров модели водного баланса Баксинского болота (4)–(28), в том числе:

2.1) оценка морфометрических характеристик водосбора Обского болота: площадь водосбора  $F_b=2100$  км<sup>2</sup>; заболоченность водосбора (с учетом не только Обского, но и других болот)  $f_{fen}=30$  %; лесистость  $f_{fvs}=15$  %; расстояние от геометрического центра водосбора (56,787° с.ш., 84,168° в.д.) до г. Томска – 60 км, что, согласно [48, 49], позволяет использовать в уравнении (1) данные только по метеостанции Томск;

2.2) расчет среднесноголетнего годового испарения по уравнению (8), месячного испарения с поверхности водосбора в холодный и теплый периоды по (5), (6), месячного испарения с поверхности болота в холодный и теплый периоды – по (5), (12), месячного эффективного увлажнения – по (14)–(17); получено для Обского болота:  $E_{max,a}=753,4$  мм/год;  $E_{ya(M)}=422$  мм/год;

2.3) подбор коэффициента  $k_{yf}$  в (18) и расчет месячного слоя стока с болота и изменение влагозапасов в болоте по (19); для Обского болота  $k_{yf}=1,048$  при  $Kr=9,17 \cdot 10^{-4}$ ;

2.4) расчет коэффициентов влагопроводности по (22), влаги в торфе – по (23), (26), коэффициентов водоотдачи торфа – по (24); для Обского болота  $k_{wp}=1,334$  при  $Kr=8,33 \cdot 10^{-8}$ ;

2.5) анализ полученных рядов слоев эффективно-го увлажнения, испарения, стока и изменений влаго-

запасов на однородность по критериям Фишера и Стьюдента (2), (3) при уровне значимости 5 %, расчет статистических параметров: среднего арифметического  $A$ , погрешности его определения  $\delta_A$  (29); коэффициента вариации  $C_v$ ; коэффициента асимметрии  $C_s$ :

$$\delta_A \approx \frac{\sigma}{\sqrt{N}}, \quad (29)$$

где  $N$  – объем выборки;  $\sigma$  – среднее квадратическое отклонение;

3) расчет инфильтрационного питания подземных водоносных горизонтов в междуречье Обь–Шегарка и анализ взаимодействия речных, подземных и болотных вод с учетом результатов анализа водного баланса Баксинского и Обского болот:

3.1) расчет инфильтрационного питания  $I_b$  (мм/мес) по данным о среднемесячных уровнях воды р. Оби у с. Победа (расстояние от слияния рек Бия и Катунь  $L_q=928$  км; площадь водосбора  $F_b=264000$  км<sup>2</sup> [24]) и р. Шегарки у с. Бабарыкино (р. Бакса – приток р. Шегарки; морфометрические характеристики водосбора р. Шегарки у с. Бабарыкино: длина реки от истока  $L_q=205$  км; площадь водосбора  $F_b=8190$  км<sup>2</sup>; озерность  $f_{fen}=1$  %; заболоченность  $f_{fen}=25$  %; лесистость  $f_{fns}=45$  %; средняя высота водосбора  $Z_b=130$  м [22, 24]), среднемесячных уровнях подземных вод в скважине 63р (водоносный комплекс в отложениях возраста 2aQ<sub>III</sub>+P<sub>3</sub>lt) на окраине с. Мельниково [13, 15] по уравнению Дюпюи при допущении горизонтального залегания водоупора [45, 50]:

$$I_b = k_{f0} k_m \left( \frac{Z_g^2 - Z_{rs}^2}{(L_{SO} - L_{Sg}) L_{Sg}} + \frac{Z_{rs}^2 - Z_{ro}^2}{(L_{SO} - L_{Sg}) L_{SO}} \right), \quad (30)$$

где  $k_{f0}$  – средневзвешенное значение коэффициента фильтрации (м/сут);  $k_m$  – коэффициент размерности (от м/сут к мм/мес);  $Z_g$  – уровень подземных вод у с. Мельниково (м);  $Z_{rs}$  – уровень воды в р. Шегарка у с. Бабарыкино (м);  $Z_{ro}$  – уровень воды в р. Оби у п. Победа (м);  $L_{SO}$  и  $L_{Sg}$  – расстояние между урезами воды в створах на рр. Оби и Шегарки и от р. Шегарки до с. Мельниково ( $L_{SO}=34000$  м); подбор  $k_{f0}$  выполнен по критерию вида (7) при допущении примерного равенства инфильтрационного питания и подземного стока р. Шегарки у с. Бабарыкино в среднем за многолетний период (1965–2000 гг.); оценка подземной составляющей  $Y_{g,mj}$  месячного стока р. Шегарки  $Y_{mj}$  выполнена по уравнению:

$$Y_{g,mj} = \begin{cases} Y_{mj} & m = 1, 2, 3, 12; \\ Y_{3j} + (Y_{12j} - Y_{3j}) \frac{m-3}{12-3} & m = 4, \dots, 11, \end{cases} \quad (31)$$

где  $m$  – номер месяца календарного года  $j$  (с января); слой суммарного водного стока р. Шегарки у с. Бабарыкино составляет 64,0 мм/год, его подземная составляющая – 10,4 мм/год или 16,3 % от суммарного стока; с учетом этого  $k_{f0}=9,88$  м/сут;

3.2) обобщение и анализ полученных данных, включая оценку изменения уровней подземных вод по схематическому разрезу долины р. Оби и статистический анализ с учетом требований [28]; корреля-

ционные связи принимались статистически значимыми (с уровнем значимости 5 %) при соблюдении условий  $|r| \geq \frac{2(1-r^2)}{\sqrt{N-2}}$  и  $|r| \geq 0,70$ , а регрессионные – при условии  $R^2 > 0,36$  и  $|k_r| \geq \delta_k$ , где  $r$  – коэффициент корреляции;  $k_r$  – коэффициент регрессии;  $\delta_k$  – погрешность определения коэффициента регрессии;  $N$  – объем выборки;  $R^2$  – квадрат корреляционного отношения (13); все вычисления выполнены в пакете MS Excel.

### Результаты исследования и их обсуждение

Анализ годовых сумм атмосферных осадков в геометрическом центре водосбора р. Баксы у с. Пихтовка позволил выявить (с уровнем значимости 5 %) условно однородный период с 1966–1975 гг. С учетом этого, а также принимая во внимание период наблюдений за уровнями вод Баксинского болота 1961–1969 гг. [22], по уравнениям (4)–(31) выполнен расчет элементов водного баланса водосбора р. Баксы у с. Пихтовка (табл. 1) и болот на этой территории (табл. 2). Сравнение результатов расчета показало, что сток с болот составляет примерно 161 % от суммарного стока с водосбора р. Баксы, а испарение с болот – около 83 % от суммарного испарения с поверхности водосбора. Следствием более высоких значений слоя стока на болоте является накопление воды на его границе, что способствует заболачиванию суходолов.

Характер водообмена болота с подземными водоносными горизонтами определяется сперва некоторым накоплением воды в период снеготаяния, затем притоком (в мае–июне) подземных вод с прилегающих неболотных территорий и увеличением инфильтрации в августе–октябре (табл. 2, рис. 2).

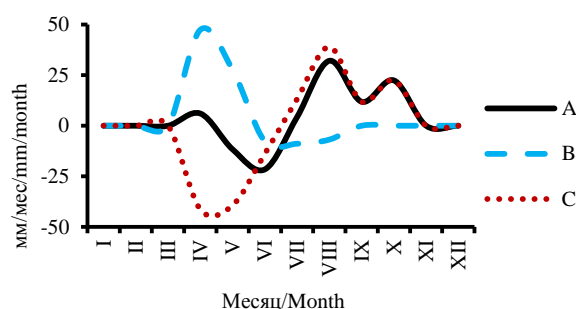


Рис. 2. Внутригодовое изменение (в среднем за многолетний период) влагозапасов (A), водоотдачи из торфяной залежи (B) и водообмена между болотными и подземными водами (C) на Баксинском болоте; расчет по уравнению (19)

Fig. 2. Intraannual change (on the average for the long-term period) of water resources (A), water-feedbacks from a peat deposit (B) and water exchange between fen and ground waters (C) on the Baksinskoe fen; calculation on the equation (19)

С использованием параметров в уравнениях (6), (8), (12), (28), полученных для водосбора р. Баксы, выполнена оценка элементов водного баланса Обского болота и его водосбора за 1966–2019 гг. Проверка

на однородность выборок за периоды 1966–1992 гг. и 1993–2019 гг. показала, что значимое изменение отмечено только для расчетных слоев водного стока с болота: фактическое значение критерия Стьюдента  $k_S=2,17$  при критическом значении  $k_{S,5\%}=2,01$ . Нарушение однородности также отмечено при разделении ряда 1966–2019 гг. на границе с 1982 по 1986 гг. и с 1989 по 1994 гг., однако при разделении ряда по годам за пределами указанных интервалов гипотеза об однородности не отвергнута. Для величины  $\Delta W$  значимые изменения не выявлены для всего ряда 1966–2019 гг. С учетом этого указанный период ориентировочно можно рассматривать как однородный с точки зрения условий формирования водного режима Обского баласа.

Для Обского болота, так же как и для Баксинского, испарение с болота меньше испарения с водосбора в целом, а сток, напротив, больше, но уже не на 161 %, а только на 105 % (табл. 3). Коэффициенты влагопроводности торфов резко возрастают во время весеннего половодья, но в Баксинском болоте уже в июле они

резко снижаются, тогда как в Обском болоте достаточно высокие значения  $k_{f_w}$ , вычисленные по уравнению (12), сохраняются на начало зимней межени (рис. 3).

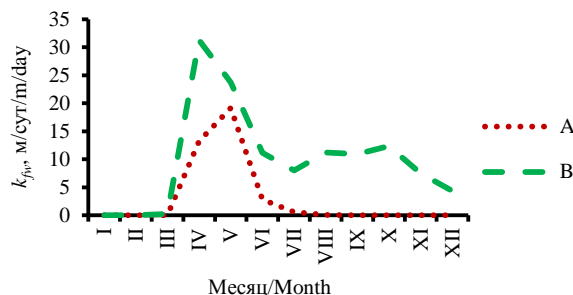


Рис. 3. Внутригодовое изменение (в среднем за многолетний период) коэффициентов влагопроводности  $k_{f_w}$  (22) торфов Баксинского (А) и Обского (В) болот

Fig. 3. Intraannual change (on the average for the long-term period) of moisture conductivity factors  $k_{f_w}$  (22) of peats of the Baksinsloe (A) and Obskoe (B) fens

Таблица 1. Месячные и годовые значения слоя водного стока  $Y$  (по измеренным расходам воды  $Q$ ), эффективного увлажнения  $H$  (17), испарения  $E$  (сумма значений по уравнениям (5), (6)), изменений влагозапасов  $\Delta W$  ( $\Delta W=H-E-Y$ ) в водосборе р. Баксы у с. Пихтовка

Table 1. Monthly and annual values of a water flow layer  $Y$  (under the measured charges of water  $Q$ ), effective humidifying  $H$  (17), evaporation  $E$  (the sum of values on the equations (5), (6)), changes of water resources  $\Delta W$  ( $\Delta W=H-E-Y$ ) in the Baksa river basin at Pikhtovka cross-section

Параметр, мм Index, mm	Год/Year	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	X-IX
$Y$	1966	0	0	0	3	69	10	3	0	0	0	0	0	86
	1967	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	8
	1968	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	1969	0	0	0	26	60	6	0	0	0	0	0	0	93
	1970	0	0	0	23	5	1	1	4	1	3	3	0	35
	1971	0	0	0	56	37	13	3	0	0	0	0	0	115
	1972	0	0	0	28	12	31	37	11	8	12	6	2	127
	1973	1	1	1	178	64	11	3	0	0	0	0	0	279
	1974	0	0	0	23	23	35	9	0	0	0	0	0	90
$H$	1966	0	0	0	0	192	63	35	41	15	0	0	0	382
	1967	0	0	0	131	25	74	69	60	39	20	0	0	397
	1968	0	0	0	63	39	34	77	43	32	29	0	0	310
	1969	0	0	0	0	192	36	61	97	41	69	0	0	457
	1970	0	0	0	83	36	68	91	100	12	0	0	0	461
	1971	0	0	0	154	62	44	50	105	19	27	0	0	434
	1972	0	0	0	114	43	116	62	72	46	38	0	0	480
	1973	0	0	0	133	48	72	125	26	21	35	0	0	463
	1974	0	0	0	126	65	69	23	68	78	0	0	0	465
$E$	1966	4	4	10	19	46	72	85	66	56	17	6	2	409
	1967	4	4	12	39	66	76	79	43	31	23	6	5	381
	1968	4	5	13	30	69	73	74	55	30	20	4	3	389
	1969	2	2	7	19	39	90	103	36	35	13	9	4	360
	1970	4	5	9	29	64	75	51	38	44	10	8	4	344
	1971	4	3	9	31	50	77	67	45	44	30	9	4	352
	1972	4	3	9	31	50	77	67	45	44	30	9	4	373
	1973	3	4	9	32	48	74	57	57	51	21	6	4	378
	1974	3	3	8	32	56	69	78	48	20	13	5	3	348
$\Delta W$	1966	0	0	0	-3	77	-19	-53	-25	-42	0	0	0	-61
	1967	0	0	0	84	-42	-2	-10	16	8	-3	0	0	54
	1968	0	0	0	33	-30	-39	3	-12	3	9	0	0	-46
	1969	0	0	0	-26	94	-60	-42	61	6	56	0	0	41
	1970	0	0	0	31	-33	-7	39	58	-32	-3	-3	0	112
	1971	0	0	0	68	-25	-46	-20	60	-25	-3	0	0	6
	1972	0	0	0	56	-19	8	-41	16	-7	-4	-6	-2	10
	1973	-1	-1	-1	-77	-64	-13	65	-31	-30	14	0	0	-164
	1974	0	0	0	71	-14	-35	-63	19	58	0	0	0	50



**Таблица 2.** Месячные и годовые значения слоя водного стока  $Y_{fen}$  (18), эффективного увлажнения  $H_{fen}$  (17), испарения  $E_{fen}$  (сумма значений по уравнениям (5), (12)), изменений влагозапасов  $\Delta W_{fen}$  ( $\Delta W_{fen}=H-E_{fen}-Y_{fen}$ ), водоотдачи из торфяной залежи  $\mu_{fen} \Delta Z_{fw}$  и водообмена между болотными и подземными водами  $\Delta W_{fg}$  на Баксинском болоте

**Table 2.** Monthly and annual values of a water flow layer  $Y_{fen}$  (18), effective humidifying  $H_{fen}$  (17), evaporation  $E_{fen}$  (the sum of values on the equations (5), (12)), changes of water resources  $\Delta W_{fen}$  ( $\Delta W_{fen}=H-E_{fen}-Y_{fen}$ ), water-feedbacks from peat deposit  $\mu_{fen} \Delta Z_{fw}$  and water exchange between fen and ground waters  $\Delta W_{fg}$  on the Baksinskoe fen

Параметр, мм Index, mm	Год Year	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	X-IX
$Y_{fen}$	1966	0	0	0	5	111	17	4	0	0	0	0	0	138
	1967	0	0	0	12	1	0	0	0	0	0	0	0	13
	1968	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2
	1969	0	0	0	42	97	10	0	0	0	0	0	0	149
	1970	0	0	0	37	8	1	2	7	1	4	5	0	57
	1971	0	0	0	89	60	21	5	1	0	0	0	0	185
	1972	0	0	0	45	19	49	60	18	14	20	9	3	204
	1973	2	1	1	287	103	19	5	0	0	0	0	0	449
1974	0	0	0	37	37	56	14	1	0	0	0	0	145	
$E_{fen}$	1966	4	4	10	19	67	63	56	37	29	17	6	2	319
	1967	4	4	12	62	75	60	49	24	16	12	6	5	331
	1968	4	5	13	47	83	62	48	31	16	11	4	3	333
	1969	2	2	7	19	61	82	67	21	19	7	9	4	297
	1970	4	5	9	46	83	64	34	22	23	10	8	4	310
	1971	4	3	9	49	64	65	44	25	23	15	9	4	309
	1972	4	3	9	49	63	65	45	26	25	16	9	4	317
	1973	3	4	9	51	61	60	37	32	26	11	6	4	312
1974	3	3	8	51	65	56	50	27	11	13	5	3	294	
$\Delta W_{fen}$	1966	0	0	0	-5	14	-17	-26	4	-14	0	0	0	-24
	1967	0	0	0	57	-51	14	20	36	23	9	0	0	99
	1968	0	0	0	15	-44	-27	29	12	16	18	0	0	9
	1969	0	0	0	-42	34	-56	-6	76	22	62	0	0	48
	1970	0	0	0	0	-55	3	55	71	-12	-4	-5	0	125
	1971	0	0	0	16	-62	-42	1	79	-4	11	0	0	-21
	1972	0	0	0	21	-40	2	-42	28	8	2	-9	-3	-12
	1973	-2	-1	-1	-205	-116	-7	83	-6	-5	24	0	0	-269
1974	0	0	0	38	-37	-43	-40	41	68	0	0	0	50	
$\mu_{fen} \Delta Z_{fw}$	1966	0	0	0	3	12	-11	-20	-27	0	0	0	0	-43
	1967	0	0	0	87	15	-7	0	0	0	0	0	0	94
	1968	0	0	0	26	-5	0	0	0	0	0	0	0	21
	1969	0	0	0	74	88	-12	-15	0	0	0	0	0	135
$\Delta W_{fg}$	1966	0	0	0	-8	1	-5	-6	31	-14	0	0	0	19
	1967	0	0	0	-30	-65	21	20	36	23	9	0	0	4
	1968	0	0	0	-11	-39	-27	29	12	16	18	0	0	-11
	1969	0	0	0	-116	-54	-43	10	76	22	62	0	0	-87

Примечание: положительные значения  $\Delta W_{fen}$  связаны с аккумуляцией воды в торфяной залежи,  $\Delta W_{fg}$  – с увеличением водоотдачи из торфяной залежи в рассматриваемом месяце по сравнению с предыдущим,  $\Delta W_{fg}$  – с увеличением инфильтрации; отрицательные значения  $\Delta W_{fen}$  и  $\Delta W_{fg}$  связаны с притоком подземных вод в нижние горизонты торфяной залежи,  $\Delta W_{fg}$  – с уменьшением водоотдачи из торфяной залежи.

Note: positive values  $\Delta W_{fen}$  are associated with water accumulation in the peat deposit,  $\Delta W_{fg}$  is associated with increase in fluid loss from the peat deposit in the considered month compared to the previous one,  $\Delta W_{fg}$  is associated with increase in infiltration; negative values  $\Delta W_{fen}$  and  $\Delta W_{fg}$  are associated with groundwater inflow into the lower horizons of the peat deposit,  $\Delta W_{fg}$  is associated with the decrease in fluid loss from the peat deposit.

Безусловно, выполненные расчеты сопряжены со значительными погрешностями (с учетом погрешностей измерения исходных величин – до 10–20 % [51]), но все же можно предположить, что расположение болота в долине такой большой реки, как Обь, оказывает существенное влияние на его водный режим, фильтрационные свойства торфов и, как следствие, эволюцию весей болотной экосистемы. В частности, долинное Обское болото, в сравнении с Баксинским, в большей степени ограничено в дальнейшем территориальном расширении и характеризуется более интенсивным водообменом с подземными горизонтами. Последнее обстоятельство

обеспечивает постоянство водно-минерального питания болотной растительности. В Баксинском же болоте (точнее, на его отдельных участках, сложенных глинистыми грунтами) более вероятно постепенная кольматация пограничного слоя в нижней части торфяной залежи с постепенным распространением растительности, лучше приспособленной к мезотрофным и затем олиготрофным условиям. Все это может приводить к формированию среди пространства евтрофных болот островов олиготрофного рьяма (сосново-сфагново-кустарничковых верховых болот), подробное описание которых приведено, например, в [52].

**Таблица 3.** Средние арифметические  $A$ , погрешности их определения  $\delta_A$  (29), коэффициенты вариации ( $C_v$ ) и асимметрии ( $C_s$ ) значений элементов месячного и годового водного баланса водосбора (без индекса) и непосредственно Обского болота (индекс «fen»): эффективного увлажнения  $H$  (17), водного стока  $Y$  (28), испарения  $E$  (5), (6), (12), изменений влагозапасов  $\Delta W$

**Table 3.** Average arithmetic values  $A$ , errors of their definition  $\delta_A$  (29), factors of a variation ( $C_v$ ) and asymmetry ( $C_s$ ) values of elements of monthly and annual water balance of basins (without an index) and fens (an index «fen»): effective humidifying  $H$  (17), water drain  $Y$  (28), evaporation  $E$  (5), (6), (12), changes of moisture content  $\Delta W$

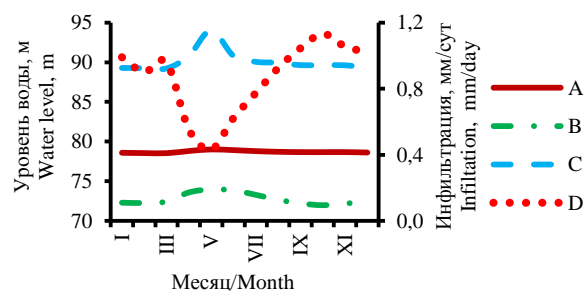
Параметр, мм Index, mm	Статистика Statistics	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	X-IX
$H$	$A$ , мм	0	0	1	139	95	63	72	68	47	41	0	0	526
	$\delta_A$ , мм	0,00	0,01	0,32	12,22	10,17	3,51	4,91	4,13	3,59	3,76	0,00	0,00	11,61
	$C_v$	–	7,35	2,56	0,64	0,79	0,41	0,50	0,44	0,56	0,68	–	–	0,16
	$C_s$	–	7,35	2,74	–0,35	1,22	0,73	0,33	0,11	1,33	0,02	–	–	0,11
$Y$	$A$ , мм	0	0	0	45	36	16	12	15	14	18	11	6	174
	$\delta_A$ , мм	0,00	0,00	0,13	4,18	3,22	2,31	2,14	1,80	1,93	1,72	1,02	0,60	10,19
	$C_v$	–	7,35	2,55	0,69	0,65	1,06	1,29	0,86	0,98	0,71	0,71	0,71	0,43
	$C_s$	–	7,35	2,72	–0,05	0,52	1,16	1,23	0,28	1,49	0,22	0,22	0,22	0,24
$Y_{fen}$	$A$ , мм	0	0	0	47	38	17	13	16	15	19	11	7	182
	$\delta_A$ , мм	0,00	0,00	0,14	4,38	3,38	2,43	2,24	1,89	2,02	1,80	1,07	0,63	10,68
	$C_v$	–	7,35	2,55	0,69	0,65	1,06	1,29	0,86	0,98	0,71	0,71	0,71	0,43
	$C_s$	–	7,35	2,72	–0,05	0,52	1,16	1,23	0,28	1,49	0,22	0,22	0,22	0,24
$E$	$A$ , мм	4	5	12	35	70	85	78	54	38	21	7	4	414
	$\delta_A$ , мм	0,16	0,19	0,42	1,43	2,09	2,76	2,54	1,68	1,31	0,79	0,23	0,15	6,58
	$C_v$	0,30	0,29	0,26	0,30	0,22	0,24	0,24	0,23	0,25	0,28	0,26	0,25	0,12
	$C_s$	–0,20	0,34	0,73	–0,27	0,38	0,40	0,42	0,06	0,55	0,02	0,70	0,29	0,40
$E_{fen}$	$A$ , мм	4	5	12	78	88	70	50	30	20	12	7	4	379
	$\delta_A$ , мм	0,16	0,19	0,42	4,57	2,27	2,08	1,62	0,90	0,67	0,35	0,23	0,15	6,37
	$C_v$	0,30	0,29	0,26	0,43	0,19	0,22	0,24	0,22	0,25	0,22	0,26	0,25	0,12
	$C_s$	–0,20	0,34	0,73	–0,93	0,85	0,19	0,40	0,04	0,56	1,25	0,70	0,29	0,05
$\Delta W$	$A$ , мм	0	0	1	64	–12	–39	–19	–2	–5	5	–11	–6	–24
	$\delta_A$ , мм	0,00	0,00	0,19	6,04	8,24	3,94	5,07	3,88	3,01	2,24	1,02	0,60	6,68
	$C_v$	–	7,35	2,56	0,69	–5,08	–0,75	–1,97	–17,96	–4,14	3,32	–0,71	–0,71	–2,05
	$C_s$	–	7,35	2,74	–0,05	1,05	–0,05	–0,26	–0,16	0,15	–0,30	–0,22	–0,22	–1,56
$\Delta W_{fen}$	$A$ , мм	0	0	1	20	–31	–24	9	22	12	13	–11	–7	3
	$\delta_A$ , мм	0,00	0,00	0,18	4,94	7,53	3,56	4,35	3,42	2,52	2,45	1,07	0,63	6,60
	$C_v$	–	7,35	2,56	1,85	–1,79	–1,09	3,66	1,15	1,51	1,40	–0,71	–0,71	14,38
	$C_s$	–	7,35	2,74	0,67	1,02	0,05	–0,09	–0,11	0,37	–0,63	–0,22	–0,22	–0,56

Результаты расчета водообмена между подземными водами и водами Баксинского и Обского болот в целом согласуются с расчетами по уравнению (30) инфильтрации на междуречье рек Обь и Шегарка (рис. 4). В период весеннего половодья в результате таяния снега, водоотдачи из снегового покрова и оттаивания сезонно промерзших грунтов снеготаяния происходит увеличение влажности и коэффициентов влагопроводности грунтов и водоотдачи из торфяных болот (рис. 2).

При этом скорость условно горизонтального перемещения водных масс на поверхности и в подземных водоносных горизонтах в русловую сеть и понижения рельефа превышает скорость инфильтрации. Это приводит к снижению удельной инфильтрации на междуречном пространстве на фоне общего увеличения уровней подземных вод и отсутствия подпора от р. Оби (рис. 4).

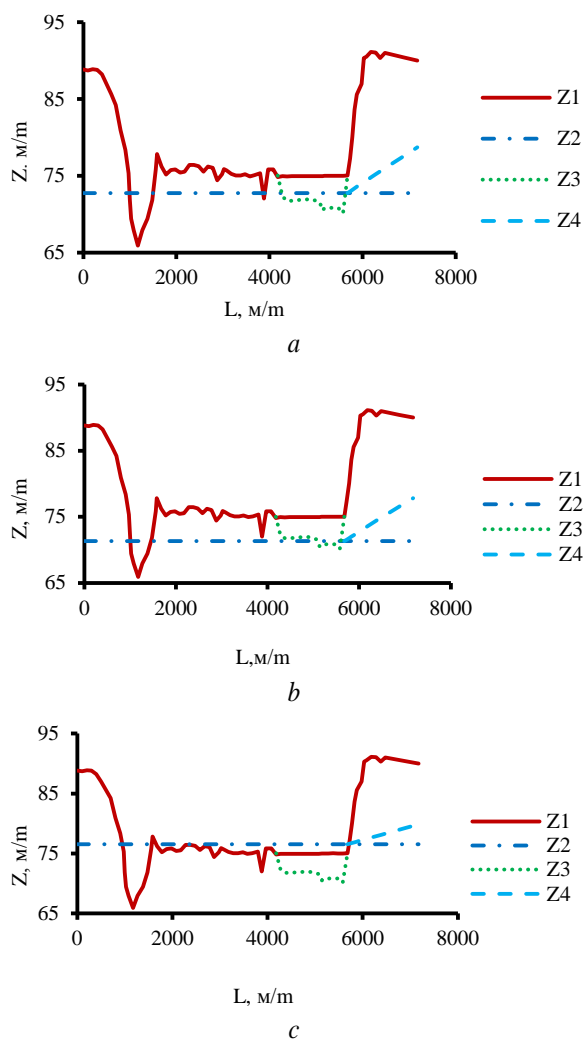
Максимумы же инфильтрации приурочены к осеннему периоду (рис. 2, 4, табл. 2, 3), когда совпадают три условия: 1) эффективное атмосферное увлажнение (дожди в конце лета и осенью при снижении испарения); 2) относительно благоприятные фильтрационные свойства грунтов (отсутствие пересыхания и перемерзания верхних слоев геологического разреза); 3) освобождающаяся емкость подземных горизонтов. Отсутствие какого-либо из указанных факторов приводит к

нестабильному и плохо прогнозируемому поступлению влаги в подземные водоносные горизонты, о чем косвенно свидетельствуют отрицательные результаты подбора регрессионных зависимостей инфильтрации по уравнению (30) от различных климатических и гидрологических факторов ( $R^2 < 0,36$ ).



**Рис. 4.** Внутригодовое изменение (в среднем за многолетний период) уровней подземных (A) и речных вод (B – р. Обь у с. Победа; C – р. Шегарка у с. Бабарыкино), инфильтрации в междуречье Обь–Шегарка (D)

**Fig. 4.** Intraannual change (on the average for the long-term period) of levels of ground (A) and river waters (B – the Ob river at the Pobeda settlement; C – the Schegarka river at the Babarykino settlement), infiltration in the Ob–Schegarka watershed (D)



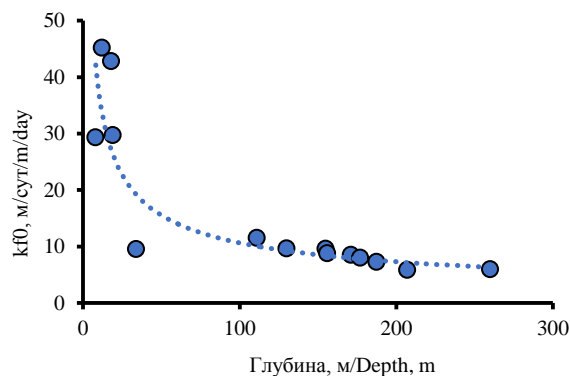
**Рис. 5.** Схематичный поперечный профиль долины р. Оби у с. Мельниково;  $L$  – расстояние от условного начала на правом берегу р. Оби (с. Победа); высотные отметки  $Z$  (м в Балтийской системе координат):  $Z1$  – поверхность водосбора, дна р. Оби, ее проток и стариц, поверхности Обского болота;  $Z2$  – среднемесячный уровень воды в р. Оби (за 1967–2015 гг.:  $a$  – среднегодовое;  $b$  – минимальный среднемесячный;  $c$  – максимальный среднемесячный);  $Z3$  – дно Обского болота;  $Z4$  – уровень кривой депрессии от скважины 63р у с. Мельниково

**Fig. 5.** A schematical cross-section structure of the Ob river valley at the Melnikovo settlement;  $L$  – distance from the conditional beginning on a right bank of the Ob river; altitude marks  $Z$  (m in the Baltic system of coordinates):  $Z1$  – surface of the river basin, a bottom of the Ob river, its channel and floodplain lakes, surface of the Obskoe fen;  $Z2$  – monthly average water level in the r. Ob (for 1967–2015:  $a$  – mean;  $b$  – minimal monthly;  $c$  – maximal monthly);  $Z3$  – Obskoe fen bottom;  $Z4$  – level of ground water at the Melnikovo settlement

Сопоставление среднемесячных уровней подземных вод в палеоген-четвертичном горизонте у с. Мельниково, уровней воды р. Оби у с. Победы и р. Шегарки у с. Бабарыкино (составной схематичный

разрез по данным нивелировки долины р. Оби вдоль дороги Томск–Мельниково, опробования торфяной залежи, выполненного у сел Мельниково и Нашеково в 2002–2018 гг. [11, 12] и поперечного профиля Обского болота в районе с. Нашеково [9]) подтвердило преобладание нисходящего режима взаимодействия подземных вод водоносных отложений палеогенового возраста и вод р. Оби (рис. 5).

В то же время выявлен ряд важных особенностей связей между речными, подземными и болотными водами. Во-первых, можно предположить, что развитие Обского болота ограничено амплитудой колебания уровней воды р. Оби с учетом продолжительности их стояния, при которых происходит береговая инфильтрация и фильтрация воды в пойме. Во-вторых, при низких и средних значениях уровня воды в р. Оби поверхность Обского болота выше отметки сопряжения уровней подземных и речных вод (рис. 5). Вследствие этого существует высокая вероятность фильтрации болотных вод в сторону с. Мельниково на расстояние до 840 м (расчет по уравнению (30) при отсутствии инфильтрации). При очень высоких уровнях воды возможен сценарий, при котором по мере спада половодья пойменные воды сливаются с болотными, вымывают часть органики из торфяной залежи и выносят их в русловую сеть, что подтверждается данными о химическом составе компонентов пойменных экосистем не только на Обском болоте в Западной Сибири, но и в других регионах мира [9, 53].



**Рис. 6.** Изменение средневзвешенного (по мощности отложений) коэффициента фильтрации  $k_{f0}$ :  $k_{f0}=130,861 \cdot Z^{-0,545}$ , где  $Z$  – глубина;  $R^2=0,85$

**Fig. 6.** Change of average (on capacity of sediments) filtration factor  $k_{f0}$ :  $k_{f0}=130,861 \cdot Z^{-0,545}$ , where  $Z$  is the depth;  $R^2=0,85$

В-третьих, расчетное значение коэффициента фильтрации  $k_{f0}=9,88$  м/сут может рассматриваться как средневзвешенное по мощности водоносных отложений. С учетом средних значений фильтрационных свойств этих отложений по разрезу междуречья Икса–Шегарка–Обь [13, 14, 16, 19] глубина зоны активного и условно активного взаимодействия поверхностных и подземных вод составляет 110–120 м (рис. 6) и на значительной части этой территории ограничена снизу малопроницаемыми глинистыми отложениями палеогенового возраста.

## Заключение

Выполнена количественная оценка элементов водного баланса Баксинского и Обского болот, а также их водосборов (табл. 1–3). Установлено, что при заболачивании с преимущественным распространением низинных болот происходит уменьшение испарения с поверхности и увеличение слоя водного стока. Это приводит к дополнительному переувлажнению прилегающих к болотам суходолам и дальнейшему заболачиванию территории. Ранее аналогичный вывод был получен для олиготрофных участков Васюганского болота в водосборе р. Чая (приток р. Оби).

На эволюцию болотных экосистем при прочих равных условиях существенное влияние оказывает геоморфологическое положение, размер и водный режим рек. Так, развитие Обского болота ограничено рельефом речной долины и амплитудой колебания уровней воды одной из крупнейших рек в мире (р. Оби), обеспечивающих благоприятные условия

для развития евтрофной болотной растительности. Для Баксинского болота, расположенного и в долинах малых водотоков и на их водоразделах, характерны условия для развития не только евтрофной, но и мезотрофной растительности.

Взаимодействие поверхностных и подземных вод с разной степенью интенсивности в основном ограничено глубинами 110–120 м (рис. 6). Влияние болотных вод на подземные воды наиболее вероятно в летне-осеннюю межень, когда возможен переток болотных вод в сторону от долинного Обского болота к водоразделу на участках 800–900 м, а также увеличивается инфильтрация (как на Обском, так и Баксинском болотах). Влияние болотных вод, видимо, максимально на спаде высоких половодий, когда происходит сброс водных масс с заболоченной поймы в речное русло.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 18-55-80015.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Болотные системы Западной Сибири и их природоохранное значение / О.Л. Лисс, Л.И. Абрамова, Н.А. Аветов, Н.А. Березина, Л.И. Инишева, Т.В. Куришкова, З.А. Слук, Т.Ю. Толпышева, Н.К. Шведчикова / под ред. В.Б. Куваева. – Тула: Гриф и К°, 2001. – 584 с.
2. Eurasian mires of the Southern Taiga Belt: modern features and response to Holocene palaeoclimate / Т. Minayeva, W. Bleuten, A. Sirin, E.D. Lapshina // Wetlands and Natural Resource Management. Ecological Studies. V. 190 / Eds. J.T.A. Verhoeven, B. Beltman, R. Bobbink, D.F. Whigham. – Berlin: Heidelberg: Springer-Verlag, 2006. – P. 315–341.
3. Semenova N.M. Western Siberia in the context of global nature conservation concerns // International Journal of Environmental Studies. – 2014. – V. 71. – № 5. – P. 595–604. DOI: 10.1080/00207233.2014.950525.
4. Global wetlands: potential distribution, wetland loss, and status / S. Hu, Zh. Niu, Y. Chen, L. Li, H. Zhang // Science of the Total Environment. – 2017. – V. 586. – P. 319–327. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2017.02.001.
5. Sherstyukov A.B. Correlation of soil temperature with air temperature and snow depth // Cryosphere of the Earth. – 2008. – V. 12. – № 1. – P. 79–87.
6. Львов Ю.А. Болотные ресурсы // Природные ресурсы Томской области / отв. ред. И.М. Гаджиев, А.А. Земцов. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1991. – С. 67–83.
7. Карта торфяных месторождений Западной Сибири. Масштаб 1:1000000: объяснительная записка / под ред. Р.Г. Матухина. – Новосибирск: Изд-во СО РАН: Филиал «Гео», 2000. – 33 с.
8. Лапшина Е.Д. К экологической оценке современного состояния и истории развития речных пойм // Сибирский экологический журнал. – 1995. – № 4. – С. 297–304.
9. Vegetation characteristics and eco-hydrological processes in a pristine mire in the Ob River valley (Western Siberia) / A.M. Schipper, R. Zeefat, F. Tanneberger, J.P. van Zuidam, W. Hahne, S.A. Schep, S. Loos, W. Bleuten, H. Joosten, E.D. Lapshina, M.J. Wassen // Plant Ecology. – 2007. – V. 193. – P. 131–145. DOI: 10.1007/s11258-006-9253-x.
10. Химический состав вод Обского болота (Западная Сибирь) и его пространственные изменения под влиянием сбросов загрязняющих веществ / О.Г. Савичев, Н.В. Гусева, Е.А. Куприянов, А.А. Скороходова, К.В. Ахмед-Оглы // Известия Томского политехнического университета. – 2013 – Т. 323. – № 1. – С. 168–172.
11. Mineralogical and geochemical features of peat deposit of eutrophic the Obskoye fen in anthropogenous conditions (the Western Siberia) / O.G. Savichev, M.A. Rudmin, A.K. Mazurov, N.G. Nalivaiko, V.I. Sergienko, I.P. Semiletov // Doklady Earth Sciences. – 2020. – V. 492. – P. 1. – P. 320–322. DOI: 10.1134/S1028334X20050219.
12. Условия трансформации коммунально-бытовых сточных вод в болотных экосистемах (на примере Обского болота, Западная Сибирь) / И.С. Иванова, О.Г. Савичев, Е.А. Солдатова, Н.Г. Наливайко, Д.С. Корнеев, Н.В. Гусева, Н.А. Смирнова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 39–51. DOI: 10.18799/24131830/2020/3/2530.
13. Горохова И.В., Зятева О.Ф. Геохимия минеральных вод верхнемерловых отложений в с. Мельниково Томской области // Обской вестник. – 2001. – № 1. – С. 110–113.
14. Колоколова О.В. Геохимия подземных вод района Томского водозабора: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2003. – 21 с.
15. Лыготин В.А., Савичев О.Г., Макушин Ю.В. Многолетние изменения среднесезонных и среднегодовых уровней и температуры подземных вод верхней гидродинамической зоны в Томской области // Геоэкология. – 2010. – № 1. – С. 23–29.
16. Гидрогеология СССР. Т. 16. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / под ред. В.А. Нуднера. – М.: Недра, 1970. – 368 с.
17. Ресурсы пресных и маломинерализованных подземных вод южной части Западно-Сибирского артезианского бассейна / отв. ред. Е.В. Пиннекер. – М.: Наука, 1991. – 262 с.
18. Гусева Н.В. Механизмы формирования химического состава природных вод в различных ландшафтно-климатических зонах горно-складчатых областей центральной Евразии: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Томск, 2018. – 43 с.
19. Состояние геологической среды (недр) на территории Сибирского федерального округа в 2018 г. Информационный бюллетень. Вып. 15 / под ред. В.А. Лыготина. – Томск: Филиал «Сибирский региональный центр ГМСН», ФГБУ «Гидроспецгеология», 2019. – 218 с.
20. Dutova E.M. Geochemistry of fresh groundwater in the Altai-Sayan folded area and adjacent areas of the West Siberian plate // Applied Geochemistry. – 2020. – V. 120. – 104673. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104673.
21. Торфяные ресурсы Томской области и их использование / Л.И. Инишева, В.С. Архипов, С.Г. Маслов, Л.С. Михантьева. – Новосибирск: Сибирское отделение РАСХН, 1995. – 88 с.
22. Ресурсы поверхностных вод СССР. Т. 15. Алтай и Западная Сибирь. Вып. 2. Средняя Обь. – Л.: Гидрометеиздат, 1972. – 408 с.
23. Емельянова Т.Я., Крамаренко В.В. Характеристики фильтрационных свойств торфов Томской области // Обской вестник. – 2001. – № 1. – С. 36–39.
24. Основные гидрологические характеристики. Т. 15. Алтай, Западная Сибирь и Северный Казахстан. Вып. 1. Верхняя и Средняя Обь. – Л.: Гидрометеиздат, 1979. – 488 с.
25. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Сер. 3. Многолетние данные. Ч. 1–6. Вып. 20. Томская, Новосибир-

- ская, Кемеровская области, Алтайский край. – СПб.: Гидрометеоздат, 1993. – 718 с.
26. Long-term dynamics of maximum flood water levels in the middle course of the Ob River / V.A. Zemtsov, D.A. Verzhinin, V.V. Khromykh, O.V. Khromykh // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Bio-Clim-Land. – 2019. – V. 400. – 012004. DOI:10.1088/1755-1315/400/1/012004.
  27. Kharanzhevskaya Yu.A., Voistinova E.S., Sinyutkina A.A. Spatial and temporal variations in mire surface water chemistry as a function of geology, atmospheric circulation and zonal features in the south-eastern part of Western Siberia // Science of the Total Environment. – 2020. – V. 733. – 139343. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.139343.
  28. СП 33-101-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Определение основных расчетных гидрологических характеристик. – М.: Госстрой России, 2004. – 72 с.
  29. Методика расчета водохозяйственного баланса водных объектов. – М.: МПР России, 2007. – 41 с.
  30. Пособие по определению расчетных гидрологических характеристик / под ред. Т.С. Шмидта. – Л.: Гидрометеоздат, 1984. – 448 с.
  31. Пологова Н.Н., Лапшина Е.Д. Накопление углерода в торфяных залежах Большого Васюганского болота // Большое Васюганское болото. – Томск: ИОА СО РАН, 2002. – С. 174–186.
  32. Manual on Stream Gauging. V. II. Computation of Discharge. WMO. No. 1044. – Geneva, Switzerland: World Meteorological Organization, 2010. – 198 p.
  33. Мезенцев В.С. Гидрологические расчеты в мелиоративных целях. – Омск: Изд-во Омского СХИ, 1982. – 84 с.
  34. Гидрологические расчеты при осушении болот и заболоченных земель / под ред. К.Е. Иванова. – Л.: Гидрометеоздат, 1963. – 447 с.
  35. Гидрометеорологический режим и водный баланс верховых болот Северо-Запада России (на примере болота Ламмин-Суо) / под ред. С.М. Новикова, В.И. Батуева. – СПб.: Свое издательство, 2019. – 448 с.
  36. Crop evapotranspiration. Guidelines for computing crop water requirements / R.G. Allen, L.S. Pereira, D. Raes, M. Smith // FAO Irrigation and drainage. Water Resources, Development and Management Service FAO. – 1998. – № 56. – P. 1–276.
  37. Орлова В.В. Западная Сибирь. Вып. 4. Климат СССР. – Л.: Гидромеоздат, 1962. – 360 с.
  38. Nash J.E., Sutcliffe J.V. River flow forecasting through conceptual models. P. I – A discussion of principles // Journal of Hydrology. – 1970. – № 10 (3). – P. 282–290.
  39. Руководство по гидрологическим прогнозам. Вып. 1. Долгосрочные прогнозы элементов водного режима рек и водохранилищ. – Л.: Гидрометеоздат, 1989. – 357 с.
  40. Гельфан А.Н. Динамико-стохастическое моделирование формирования талого стока. – М.: Наука, 2007. – 279 с.
  41. Иванов К.Е. Водообмен в болотных ландшафтах. – Л.: Гидрометеоздат, 1975. – 280 с.
  42. A numerical study of the effect of wetland shape and inlet-outlet configuration on wetland performance / N. Sabokrouhiyeha, A. Bottacin-Busolin, J. Savickis, H. Nepf, A. Marion // Ecological Engineering. – 2017. – V. 105. – P. 170–179. DOI: 10.1016/j.ecoleng.2017.04.062.
  43. Физика и химия торфа / И.И. Лиштван, Е.Т. Базин, Н.И. Гамаюнов, А.А. Терентьев. – М.: Недра, 1989. – 304 с.
  44. Šimůnek J., Van Genuchten M.Th. Modeling nonequilibrium flow and transport processes using HYDRUS // Vadose Zone Journal. – 2008. – V. 7. – № 2. – P. 782–797. DOI:10.2136/vzj2007.0074.
  45. Шестаков В.М. Гидрогеодинамика. – М.: КДУ, 2009. – 334 с.
  46. Мелиорация и водное хозяйство. В 5 т. Т. 3. Осушение / под ред. Б.С. Маслова. – М.: Агропромиздат, 1985. – 447 с.
  47. Burakov D.A., Karepova E.D., Shan'ko Yu.V. Model of flow propagation in a river channel taking into account disparity in the «water stage vs water volume» curves corresponding to the rise and recession of a flood wave // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. Aktru. – 209. – V. 232. – 012002. DOI:10.1088/1755-1315/232/1/012002.
  48. СП 131.13330.2018. Строительная климатология. – М.: Стандартинформ, 2019. – 153 с.
  49. СП 32.13330.2018. Канализация. Наружные сети и сооружения. – М.: Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2019. – 86 с.
  50. Hendriks M.R. Introduction to physical hydrology. – Oxford; New York: Oxford University Press, 2010. – 331 p.
  51. Мелиорация и водное хозяйство. В 5 т. Т. 5. Водное хозяйство / под ред. И.И. Бородавченко. – М.: Агропромиздат, 1988. – 399 с.
  52. Biogeochemistry of holocene peatlands in the baraba forest-steppe (southern West Siberia) / G.A. Leonova, A.E. Maltsev, Yu.I. Preis, L.V. Miroshnichenko // Applied Geochemistry. – 2020. – V. 124. – 104811. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104811.
  53. Effects of flooding on ion exchange rates in an Upper Mississippi River floodplain forest impacted by herbivory, invasion, and restoration / R.M. Kreiling, N.R. de Jager, W. Swanson, E.A. Strauss, M. Thomsen // Wetlands. – 2015. – V. 35. – P. 1005–1012. DOI 10.1007/s13157-015-0675-x.

Поступила 10.03.2021 г.

#### Информация об авторах

**Савичев О.Г.**, доктор географических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Ян Хэнь**, аспирант отделения геологии инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.42:577.4

## HYDRO-GEOLOGICAL AND HYDROLOGICAL CONDITIONS OF FUNCTIONING OF THE OBSKOE AND BAKSINSKOE FENS (THE SOUTHEAST OF THE WESTERN SIBERIAN PLAIN)

Oleg G. Savichev<sup>1</sup>,  
OSavichev@mail.ru

Yang Heng<sup>1</sup>,  
13698754927@163.com

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

**Relevance** is determined by the important complex role of fens in formation of ecological condition of regions of Western Siberia, including questions of interaction between ground, river and fen waters.

**The aim** of the research is analysis of hydro-geological and hydrological conditions of functioning of the Obskoe and Baksinskoe fens in southeast of West Siberian plain. The primary tasks are: 1) estimation of elements of water balance of fens and their basins; 2) estimation and analysis of interaction of fen, river and ground waters.

**Methods:** statistical methods, mathematical modelling of hydro-geological and hydrological processes.

**Results and conclusions.** The authors have carried out the quantitative estimation of elements of water balance of the Baksinskoe and Obskoe fens and their basins for 1966–2019. Intraannual distribution of infiltration in a paleogene-quaternary deposits of the Ob and Schegarka rivers watershed is determined. Reduction of evaporation from a basin surface and increase of a water flow layer occur at bogging with primary distribution of fens. It results in additional bogging territory. Interaction of surfaces and ground waters with a different degree of intensity is basically limited to depths of 110–120 m. Influence of fen waters on ground waters is probable in summer-autumnal low water. During this period the overflow of fen waters in ground horizons on sites of 800–900 m is possible and the infiltration increases. The influence of fen waters reaches its maximum during the decline of spring flood when water masses are discharged from the swampy floodplain into the river channel.

### Key words:

The Obskoe fen, the Baksinskoe fen, ground, river and fen waters, water balance, the Western Siberia.

The research was financially supported by the RFBR grants no. 18-55-80015.

### REFERENCES

- Liss O.L., Abramova L.I., Avetov N.A. *Bolotnye sistemy Zapadnoy Sibiri i ikh prirodookhrannoe znachenie* [Bog of Western Siberia and their conservation value]. Tula, Grif i K° Publ., 2001. 584 p.
- Minayeva T., Bleuten W., Sirin A., Lapshina E.D. Eurasian mires of the Southern Taiga Belt: modern features and response to Holocene palaeoclimate. *Wetlands and Natural Resource Management. Ecological Studies*. Vol. 190. Eds. J.T.A. Verhoeven, B. Beltman, R. Bobbink, D.F. Whigham. Berlin Heidelberg, Springer-Verlag, 2006. pp. 315–341.
- Semenova N.M. Western Siberia in the context of global nature conservation concerns. *International Journal of Environmental Studies*, 2014, vol. 71, no. 5, pp. 595–604. DOI: 10.1080/00207233.2014.950525.
- Hu S., Niu Zh., Chen Y., Li L., Zhang H. Global wetlands: potential distribution, wetland loss, and status. *Science of the Total Environment*, 2017, vol. 586, pp. 319–327. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2017.02.001.
- Sherstyukov A.B. Correlation of soil temperature with air temperature and snow depth. *Cryosphere of the Earth*, 2008, vol. 12, no. 1, pp. 79–87.
- Lvov Yu.A. Bolotnye resursy [Swamp resources]. *Prirodnye resursy Tomskoy oblasti* [Natural resources of the Tomsk region]. Eds. I.M. Gadzhiev, A.A. Zemtsov. Novosibirsk, Nauka Publ., Siberian Branch, 1991. pp. 67–83.
- Karta torfyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Masshtab 1:1000000: obyasnitel'naya zapiska* [Map of peat deposits in Western Siberia. Scale 1:1000000: explanatory note]. Ed. by R.G. Matukhin. Novosibirsk, SB RAS Publ. house, Branch «Geo», 2000. 33 p.
- Lapshina E.D. K ekologicheskoy otsenke sovremennogo sostoyaniya i istorii razvitiya rechnykh poym [To ecological assessment of the current state and history of the development of river floodplains]. *Contemporary Problems of Ecology*, 1995, no. 4, pp. 297–304.
- Schipper A.M., Zeefat R., Tanneberger F., Van Zuidam J.P., Hahne W., Schep S.A., Loos S., Bleuten W., Joosten H., Lapshina E.D., Wassen M.J. Vegetation characteristics and eco-hydrological processes in a pristine mire in the Ob River valley (Western Siberia). *Plant Ecology*, 2007, vol. 193, pp. 131–145. DOI: 10.1007/s11258-006-9253-x.
- Savichev O.G., Guseva N.V., Kupriyanov E.A., Skorokhodova A.A., Akhmed-Ogly K.V. Chemical composition of the Ob Bog (West Siberia) and its spatial variations under the influence of the discharge of pollutants. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 168–172. In Rus.
- Savichev O.G., Rudmin M.A., Mazurov A.K., Nalivaiko N.G., Sergienko V.I., Semiletov I.P. Mineralogical and geochemical features of peat deposit of eutrophic the Obskoye fen in anthropogenic conditions (the Western Siberia). *Doklady Earth Sciences*, 2020, vol. 492, P. 1, pp. 320–322. DOI: 10.1134/S1028334X20050219.
- Ivanova I.S., Savichev O.G., Soldatova E.A., Nalivaiko N.G., Korneev D.S., Guseva N.V., Smirnova N.A. Conditions of transformation of municipal wastewater in bog ecosystems (on the example of Obskoe bog, Western Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 39–51. DOI 10.18799/24131830/2020/3/2530.
- Gorokhova I.V., Zyateva O.F. Geokhimiya mineralnykh vod verkhnemelovykh otlozheniy v s. Melnikovo Tomskoy oblasti [Geochemistry of mineral waters of the Upper Cretaceous deposits in the village Melnikovo of the Tomsk Region]. *Obskoy vestnik*, 2001, no. 1, pp. 110–113.
- Kolokolova O.V. *Geokhimiya podzemnykh vod rayona Tomskogo vodozabora*. Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Geochemistry of groundwater in the Tomsk water intake area. Cand. Diss. Abstract]. Tomsk, 2003. 21 p.

15. Lgotin V.A., Savichev O.G., Makushin Yu.V. Long-term changes in the average seasonal and average annual levels and temperature of groundwater in the upper hydrodynamic zone in the Tomsk region. *Geoekologiya, inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya*, 2010, no. 1, pp. 23–29. In Rus.
16. *Gidrogeologiya SSSR* [Hydrogeology of the USSR]. T. 16. Zapadno-Sibirskaya ravnina (Nyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti) [Vol. 16. The West Siberian Plain (Tyumen, Omskaya, Novosibirsk and Tomsk regions)]. Ed. by V.A. Nudner. Moscow, Nedra Publ., 1970. 368 p.
17. *Resursy presnykh i malomineralizovannykh podzemnykh vod yuzhnoy chasti Zapadno-Sibirskogo artezianskogo basseyna* [Resources of fresh and low-mineralized groundwater in the southern part of the West Siberian artesian basin]. Ed. by E.V. Pinneker. Moscow, Nauka Publ., 1991. 262 p.
18. Guseva N.V. *Mekhanizmy formirovaniya khimicheskogo sostava prirodnykh vod v razlichnykh landshaftno-klimaticheskikh zonakh gorno-skladchatykh oblastey tsentralnoy Evrazii*. Avtoreferat Diss. Dokt. nauk [The mechanisms of formation of the chemical composition of natural waters in various landscape and climatic zones of mountain-folded areas of central Eurasia. Dr. Diss. Abstract]. Tomsk, 2018. 43 p.
19. *Sostoyaniye geologicheskoy sredy (nedr) na territorii Sibirskogo federalnogo okruga v 2018 g. Informatsionny byulleten* [Condition of the geological environment (subsoil) in the territory of Siberian Federal District in 2018. Informational bulletin]. Ed. by V.A. Lgotin. Tomsk, Filial «Sibirskiy regionalny tsentr GMSN», FGBU «Gidropetsgeologiya» Publ., 2019. Vol. 15. 218 p.
20. Dutova E.M. Geochemistry of fresh groundwater in the Altai-Sayan folded area and adjacent areas of the West Siberian plate. *Applied Geochemistry*, 2020, vol. 120, 104673. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104673.
21. Inisheva L.I., Arkhipov V.S., Maslov S.G., Mikhantieva L.S. *Torfyanye resursy Tomskoy oblasti i ikh ispolzovanie* [Peat resources of Tomsk region and their use]. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Agrarian Science Publ. house, 1995. 88 p.
22. *Resursy poverkhnostnykh vod SSSR. T. 15. Altay i Zapadnaya Sibir. Vyp. 2. Srednyaya Ob* [Surface water resources of the USSR. Vol. 15. Altai and Western Siberia. Iss. 2. Middle Ob]. Ed. by O.N. Panin. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1972. 408 p.
23. Emelyanova T.Ya., Kramarenko V.V. *Kharakteristiki filtratsionnykh svoystv torfov Tomskoy oblasti* [Characteristics of the filtration properties of peat in the Tomsk region]. *Obskoy vestnik*, 2001, no. 1, pp. 36–39.
24. *Osnovnyye gidrologicheskie kharakteristiki. Vol. 15. Altay, Zapadnaya Sibir i Severnyy Kazakhstan. No. 1. Verkhnyaya i Srednyaya Ob* [Basic hydrological characteristics. Vol. 15. Altai, Western Siberia and Northern Kazakhstan. Iss. 1. Upper and Middle Ob]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1979. 488 p.
25. *Nauchno-prikladnyy spravochnik po klimatu SSSR. Ser. 3. Mnogoletnie dannye. Ch. 1–6. Vol. 20. Tomskaya, Novosibirskaya, Kemerovskaya oblasti, Altayskiy kray* [Scientific and Applied Climate Handbook. Series. 3. Long-term data. P. 1–6. Vol. 20. Tomsk, Novosibirsk, Kemerovo Region, Altai Territory]. St-Petersburg, Gidrometeoizdat Publ., 1993. 718 p.
26. Zemtsov V.A., Vershinin D.A., Khromykh V.V., Khromykh O.V. Long-term dynamics of maximum flood water levels in the middle course of the Ob River. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Bio-Clim-Land 2019, vol. 400, 012004. DOI: 10.1088/1755-1315/400/1/012004.
27. Kharanzhevskaya Yu.A., Voistinova E.S., Sinyutkina A.A. Spatial and temporal variations in mire surface water chemistry as a function of geology, atmospheric circulation and zonal features in the south-eastern part of Western Siberia. *Science of the Total Environment*, 2020, vol. 733, 139343. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.139343.
28. SP 33-101-2003. *Svod pravil po proektirovaniyu i stroitelstvu. Opredeleniye osnovnykh raschetnykh gidrologicheskikh kharakteristik* [Code of rules for design and construction. Determination of the main calculated hydrological characteristics]. Moscow, Gosstroy of Russia Publ., 2004. 72 p.
29. *Metodika rascheta vodokhozyaystvennogo balansa vodnykh obyektov* [Methodology for calculating the water balance of water bodies]. Moscow, MPR of Russia Publ., 2007. 41 p.
30. *Posobie po opredeleniyu rasschetnykh gidrologicheskikh kharakteristik* [Manual in definition of hydrological characteristics]. Ed. by T.S. Schmidt. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1984. 448 p.
31. Pologova N.N., Lapshina E.D. *Nakopleniye ugleroda v torfyanykh zalezakh Bolshogo Vasuganskogo bolota* [Carbon accumulation in peat bog deposits of the Great Vasyugan bog]. *Bolshoe Vasuganskoe boloto. Sovremennoe sostoyaniye i protsessy razvitiya* [Big Vasyugan bog. Current status and development]. Tomsk, Institute of Atmospheric Optics SB RAS Publ., 2002. pp. 174–179.
32. *Manual on Stream Gauging. Vol. II. Computation of Discharge*. WMO-No. 1044. Geneva, Switzerland, World Meteorological Organization, 2010. 198 p.
33. Mezentsev V.S. *Gidrologicheskie raschety v meliorativnykh tselyakh* [Hydrological calculations in reclamation purposes]. Omsk, Omskoy SKHI Publ., 1982. 84 p.
34. *Gidrologicheskie raschety pri osushenii bolot i zabolochennykh zemel* [Hydrological calculations when draining bogs and wetlands]. Ed. by K.E. Ivanov. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1963. 447 p.
35. *Gidrometeorologicheskiy rezhim i vodnyy balans verkhovykh bolot Severo-Zapada Rossii (na primere bolota Lammin-Suo)* [Hydro-meteorological regime and water balance of raised bogs of the North-West of Russia (on the example of the Lammin-Suo bog)]. Eds. S.M. Novikov, V.I. Batuev. St-Peterburg, Svoe izdatelstvo Publ., 2019. 448 p.
36. Allen R.G., Pereira L.S., Raes D., Smith M. *Crop evapotranspiration. Guidelines for computing crop water requirements – FAO Irrigation and drainage*. Paper 56. Water Resources, Development and Management Service FAO. FAO – Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome, 1998. 276 p.
37. Orlova V.V. *Zapadnaya Sibir. Vyp. 4. Klimat SSSR* [Western Siberia. Iss. 4. Climate of the USSR]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1962. 360 p.
38. Nash J.E., Sutcliffe J.V. River flow forecasting through conceptual models. P. I – A discussion of principles. *Journal of Hydrology*, 1970, no. 10 (3), pp. 282–290.
39. *Rukovodstvo po gidrologicheskim prognozam. Vyp. 1. Dolgosrochnyye prognozy elementov vodnogo rezhima rek i vodokhranilishch* [Guide to hydrological forecasts. Iss. 1. Long-term forecasts of the elements of the water regime of rivers and reservoirs]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1989. 357 p.
40. Gelfan A.N. *Dinamiko-stokhasticheskoe modelirovaniye formirovaniya talogo stoka* [Dynamic-stochastic modeling of the formation of snowmelt runoff]. Moscow, Nauka Publ., 2007. 279 p.
41. Ivanov K.E. *Vodoozheniye v bolotnykh landschaftakh* [Water exchange in mire landscapes]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1975. 280 p.
42. Sabokrouhiyeha N., Bottacin-Busolin A., Savicki J., Nepf H., Marion A. A numerical study of the effect of wetland shape and inlet-outlet configuration on wetland performance. *Ecological Engineering*, 2017, vol. 105, pp. 170–179. DOI: 10.1016/j.ecoleng.2017.04.062.
43. Lishvan I.I., Bazin E.T., Gamayunov N.I., Terentyev A.A. *Fizika i khimiya torfa* [Physics and chemistry of peat]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 304 p.
44. Šimunek J., van Genuchten M.Th. Modeling Nonequilibrium Flow and Transport Processes Using HYDRUS. *Vadose Zone Journal*, 2008, vol. 7, no. 2, pp. 782–797. DOI: 10.2136/vzj2007.0074.
45. Shestakov V.M. *Gidrogeodinamika* [Hydrogeodynamics]. Moscow, KDU Publ., 2009. 334 p.
46. *Melioratsiya i vodnoe khozyaystvo. In 5 vol. Vol. 3. Osushenie* [Melioration and water management. Vol. 3. Drainage]. Ed. by B.S. Maslov. Moscow, Agropromizdat Publ., 1985. 447 p.
47. Burakov D.A., Karepova E.D., Shan'ko Yu.V. Model of flow propagation in a river channel taking into account disparity in the “water stage vs water volume” curves corresponding to the rise and recession of a flood wave. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Aktru, 2019, vol. 232, 012002. DOI: 10.1088/1755-1315/232/1/012002.
48. SP 131.13330.2018. *Stroitel'naya klimatologiya* [Construction climatology]. Moscow, Standartinform Publ., 2019. 153 p.
49. SP 32.13330.2018. *Kanalizatsiya. Naruzhnyye seti i sooruzheniya* [Sewerage. External networks and facilities]. Moscow, Ministerstvo stroitelstva i zhilishchno-kommunalnogo khozyaystva Rossiyskoy Federatsii Publ., 2019. 86 p.

50. Hendriks M.R. *Introduction to physical hydrology*. Oxford, New York, Oxford University Press, 2010. 331 p.
51. *Melioratsiya i vodnoe khozyaystvo. In 5 vol. Vol. 5. Vodnoe khozyaystvo* [Melioration and water management. In 5 vol. Vol. 5. Water management]. Ed. by I.I. Borodavchenko. Moscow, Agropromizdat Publ., 1988. 399 p.
52. Leonova G.A., Maltsev A.E., Preis Yu.I., Miroshnichenko L.V. Biogeochemistry of holocene peatlands in the baraba forest-steppe (southern West Siberia). *Applied Geochemistry*, 2020, vol. 124, 104811. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104811.
53. Kreiling R.M., De Jager N.R., Swanson W., Strauss E.A., Thomsen M. Effects of Flooding on Ion Exchange Rates in an Upper Mississippi River Floodplain Forest Impacted by Herbivory, Invasion, and Restoration. *Wetlands*, 2015, vol. 35, pp. 1005–1012. DOI: 10.1007/s13157-015-0675-x.

*Received: 10 March 2021.*

#### **Information about the authors**

*Oleg G. Savichev*, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

*Yang Heng*, graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.



УДК 536.24

## ТЕПЛОПЕРЕНОС В МАЛОМ ПО ТОЛЩИНЕ СЛОЕ ЖИДКОСТИ В УСЛОВИЯХ, ХАРАКТЕРНЫХ ДЛЯ НИЖНЕЙ КРЫШКИ ТЕРМОСИФОНА

Феоктистов Дмитрий Владимирович<sup>1</sup>,  
fdv@tpu.ru

Пономарев Константин Олегович<sup>1</sup>,  
kop.tpu@gmail.com

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

**Актуальность.** Создание новых технологий утилизации теплоты дымовых газов, образующихся в различных металлургических процессах и при сжигании органических топлив на тепловых электростанциях, невозможно без развития фундаментальных знаний процессов теплопереноса в энергоэффективных надежных термодинамических системах на базе термосифонов. Актуальность исследования процессов теплопереноса в относительно тонком (толщиной не более 10 мм) слое теплоносителя в испарителе термосифона обоснована необходимостью разработки математических моделей более простых по сравнению с моделями на базе уравнений Навье–Стокса, или учитывающих только механизм теплопроводности.

**Цель:** оценка вклада термогравитационной конвекции в процесс теплопереноса в малом по толщине слое жидкости в условиях, характерных для нижней крышки термосифона – при нагреве нижней поверхности слоя и испарении его с верхней поверхности.

**Методы.** Теневым методом установлены траектории трассеров в слое жидкости. Регистрация перемещений трассеров проводилась Particle Tracking Velocimetry методом с использованием специальной системы визуализации. Задача теплопроводности в слое жидкости решена методом конечных разностей.

**Результаты.** По результатам экспериментальных исследований теплопереноса в слое жидкости малой толщины в условиях, соответствующих по основным значимым факторам нагреву теплоносителя на нижней крышке термосифона, установлено влияние плотности теплового потока, толщины слоя жидкости, свойств теплоносителя на температуры и скорости в этом слое. Установлено, что увеличение теплового потока и рост толщины слоя теплоносителя приводят к интенсификации циркуляционных течений. Показано, что в ламинарном режиме течения ( $Ra=10^3-5\cdot 10^5$ ) интенсивность процессов теплопереноса в слое этанола выше, чем в воде. Установлено, что в малом по толщине слое жидкости (от 3,2 до 7,4 мм) процесс термогравитационной конвекции интенсивнее процесса теплопроводности.

### Ключевые слова:

Термосифон, слой жидкости, термогравитационная конвекция, эксперимент, скорость движения жидкости, тепловой поток.

### Введение

Использование систем на базе термосифонов для регенерации теплоты дымовых газов, образующихся в различных металлургических процессах и при сжигании органических топлив на тепловых электростанциях, является перспективным техническим решением, приводящим к повышению энергоэффективности, эксплуатационной надежности всей конструкции [1, 2]. Термосифоны обладают рядом преимуществ (простота, высокие теплопередающие характеристики, возможность использования большого числа различных теплоносителей, отсутствие дополнительных перекачивающих средств) [1], что делает их эффективными теплообменниками, широко применяющимися для отвода теплоты от систем выработки энергии. Но широко внедрение термосифонов до последнего времени сдерживается в связи с отсутствием системы фундаментальных знаний (результатов экспериментов, физических и математических моделей, методов решения задач, теоретических следствий), необходимых для создания систем утилизации теплоты дымовых газов многих производств. Результаты известных экспериментов (например, [2–4]) недостаточны для проведения опытно-конструкторских работ по устройствам разного рода на базе термосифонов. Основные математические модели теплопереноса в тер-

мосифонах (например, [5, 6]), описывающие теплофизические и гидродинамические процессы во всех зонах и рабочих трактах термосифонов, слишком громоздки и сложны при решении инженерных задач. Поэтому актуальным является создание существенно менее сложных моделей, обеспечивающих возможность адекватного прогнозирования рабочих характеристик термосифонов. Одним из вариантов моделирования является описание процессов теплопереноса только в зоне испарения на нижней крышке термосифона, но с вычислением скорости парообразования, зная которую можно адекватно рассчитать все рабочие характеристики термосифона. Известны математические модели (например, [7]), в которых предполагается, что теплоперенос в слое жидкого теплоносителя в испарителе термосифона (рис. 1, а) осуществляется только за счет теплопроводности. В то же время оценки перепадов температуры по этому слою в типичных [8] режимах работы термосифонов показывают высокую вероятность реализации при подводе теплоты к нижней поверхности этого относительно тонкого слоя теплоносителя режима термогравитационной конвекции. Результаты экспериментальных исследований гидродинамических процессов в слое жидкого теплоносителя в испарителе термосифона пока не опубликованы. Поэтому целесообразно

проведение экспериментальных исследований по определению скоростей термогравитационной конвекции в слое жидкости в условиях, характерных для термосифона. Такие экспериментальные данные необходимы для разработки математических моделей, более простых, по сравнению с моделями на базе системы нестационарных уравнений Навье–Стокса [9].

В дополнение к вышеизложенному необходимо отметить, что актуальность исследования процессов теплопереноса в относительно тонком (толщиной не более 10 мм) слое жидкости в условиях термогравитационной конвекции подтверждается многочисленными техническими приложениями [10, 11] и ростом публикаций по этой тематике в последние годы (например, [12, 13]). Интерес к тематике вызван усовершенствованием численных методов решения нелинейных уравнений гидродинамики и переноса теплоты в слое теплоносителя. Определение скоростей конвективных течений в горизонтальном слое жидкости при интенсивном нагреве нижней поверхности и испарении с верхней поверхности слоя является примером фундаментальной задачи теплофизики. Экспериментально конвективные структуры изучались преимущественно с помощью PIV-метода [14] или трехмерных томографических измерений [15]. В экспериментальных исследованиях [16] использовался метод «трассерной» визуализации Particle Tracking Velocimetry (PTV). Этот метод применяется при регистрации движения частиц или объектов малых размеров [17] и определении профиля мгновенных скоростей [18]. Известны результаты экспериментальных [15, 19] и численных [20, 21] исследований, в которых испарение с поверхности горизонтального слоя жидкости происходило без нагрева при комнатной температуре, но в условиях движения инертного газа над слоем жидкости. Изучено [22] влияние температуры слоя жидкости и скорости потока газа, движущегося параллельно свободной поверхности, на структуру и скорости конвективных течений в слое. Из-за движения инертного газа возникает градиент температуры вдоль поверхности раздела «жидкость–газ», что приводит к неустойчивости поверхности (конвекции Марангони) [15, 19, 22]. В термосифонах, в отличие от условий, которые рассматривались в [15, 19, 22], газ над свободной поверхностью теплоносителя в испарителе не движется параллельно поверхности раздела «жидкость–газ». Поэтому можно предположить, что термокапиллярная конвекция играет меньшую роль, по сравнению с термогравитационной конвекцией.

Стоит отметить, что при нагревании одной из вертикальных поверхностей слоя жидкости [23, 24] влияние термокапиллярного эффекта на температуры и скорости в слое будет существенным. Согласно выводам [25] в слое воды и этанола со свободной поверхностью при температурах, близких к комнатным, термокапиллярный эффект не проявляется и конвекция имеет термогравитационную природу. На основании выше сказанного можно сделать вывод, что в слое жидкости на нижней крышке термосифона, подвод теплоты к которому осуществляется только с нижней стороны, конвекция имеет термогравитационную природу.

Целью работы являлась оценка вклада термогравитационной конвекции в процесс теплопереноса в малом по толщине слое жидкости в условиях, характерных для нижней крышки термосифона – при нагреве нижней поверхности слоя и испарении с его верхней поверхности.

#### Методика экспериментального исследования

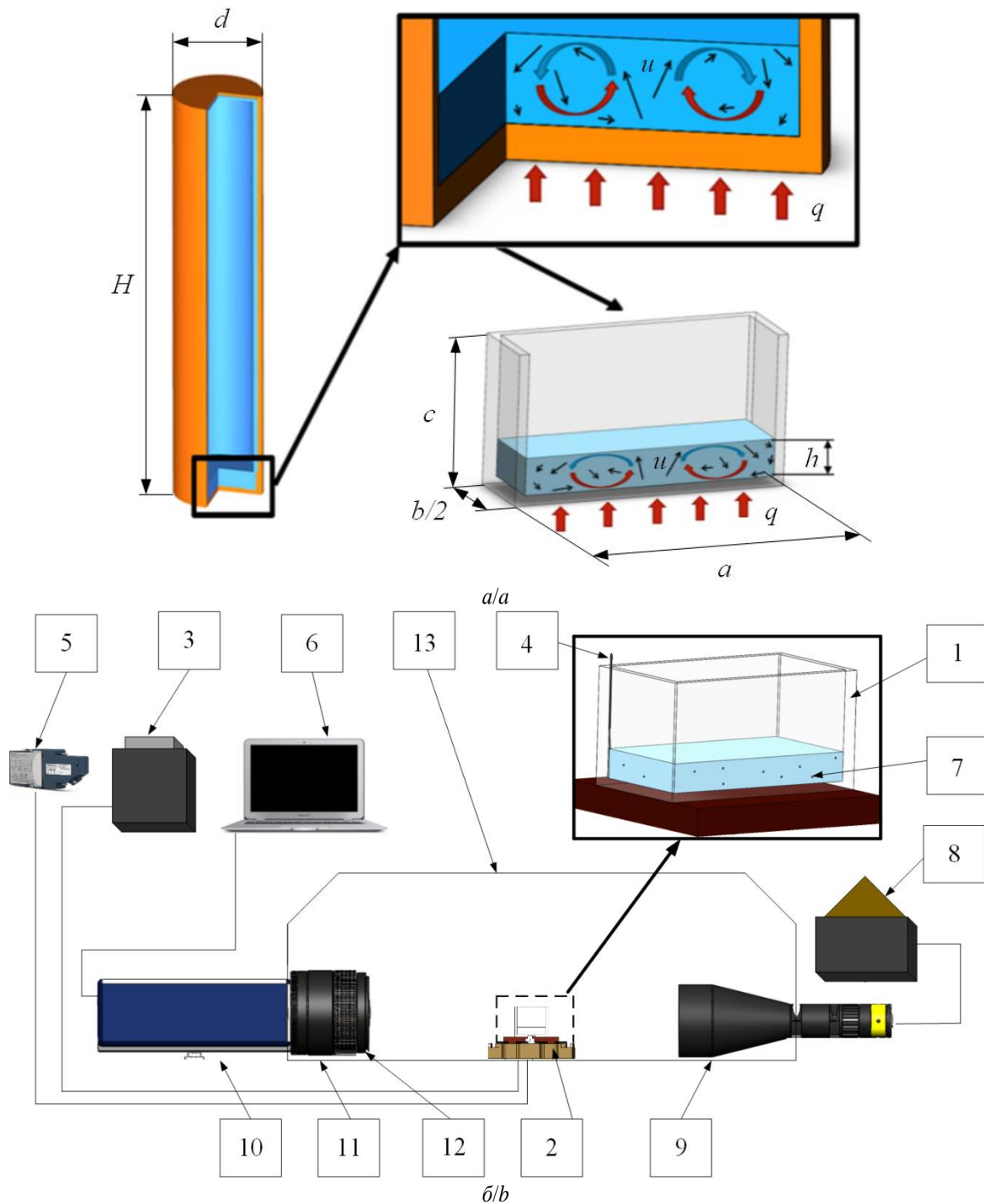
Условие установки термосифона непосредственно на теплонагруженную поверхность энергонасыщенного оборудования соответствует задаче прикладного характера. В табл. 1 приведены примеры технологического оборудования с плоской горизонтально ориентированной теплонагруженной поверхностью, которую необходимо охлаждать до регламентированных значений температур. От таких поверхностей подвод теплоты в испаритель термосифона происходит только с нижней стенки.

**Таблица 1.** Температуры поверхностей при номинальных и аварийных режимах работы теплового технологического оборудования

**Table 1.** Surface temperatures at nominal and emergency operating modes of thermal technological equipment

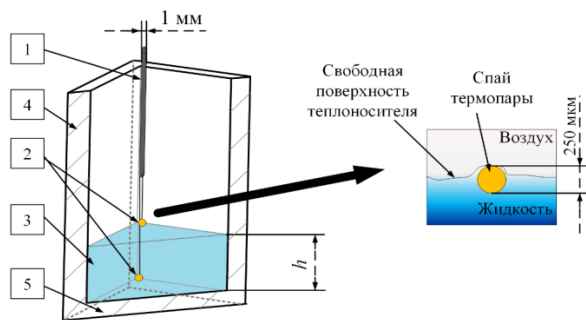
Отрасль промышленности Industry	Температуры поверхностей при номинальных и аварийных режимах работы теплового технологического оборудования Surface temperatures at nominal and emergency operating modes of thermal technological equipment
Ядерная Nuclear	Максимально допустимые температуры поверхностей Maximum permissible surface temperatures: Шкафа электронного оборудования Cabinet of electronic equipment ( $T_{heater}=60\text{ °C}$ ) [26] Пластиночного твэла низкоэнергетических реакторов Plate fuel element for low-energy reactors ( $T_{heater}=100\text{ °C}$ ) [27]
Металлургическая Metallurgical	Характерные температуры поверхности машин непрерывного литья заготовок/Typical surface temperature of continuous casting machines ( $T_{heater}=85\text{ °C}$ ) [28]
Энергетическая Energy	Максимально допустимые температуры поверхностей Maximum permissible surface temperatures: Аккумуляторных батарей Accumulator storage batteries ( $T_{heater}=45\text{ °C}$ ) [29] Корпусов электронной аппаратуры Electronic housings ( $T_{heater}=50\text{ °C}$ ) [30] Электронных компонентов серверов и компьютеров Electronic components of servers and computers ( $T_{heater}=70\text{ °C}$ ) [30] Силовых трансформаторов Power transformers ( $T_{heater}=75\text{ °C}$ ) [31] Твердополимерных топливных элементов Polyethylene fuel cells ( $T_{heater}=100\text{ °C}$ ) [32]
Химическая Chemical	Характерные температуры поверхностей химических реакторов периодического действия Typical surface temperatures of batch chemical reactors ( $T_{heater}=100\text{ °C}$ ) [33]
Газовая и нефтяная Gas and oil	Максимально допустимые температуры поверхностей подогревателей природного газа Maximum permissible surface temperatures of natural gas heaters ( $T_{heater}=45\text{ °C}$ ) [34]

Экспериментальное исследование процессов термогравитационной конвекции в горизонтальном слое жидкости малой толщины проведено на стенде (рис. 1) с использованием оборудования теневого метода.



**Рис. 1.** Схема движения теплоносителя в испарителе термосифона (а) и принципиальная схема экспериментального стенда (б): 1 – кювета с теплоносителем; 2 – нагреватель; 3 – лабораторный автотрансформатор; 4 – термопары; 5 – аналого-цифровой преобразователь National Instruments 9214; 6 – персональный компьютер; 7 – трассеры; 8 – источник света; 9 – телецентрический объектив; 10 – видеокамера; 11 – макрообъектив; 12 – оптический полосовой фильтр; 13 – стеклянный бокс;  $h$  – толщина слоя теплоносителя;  $q$  – плотность теплового потока;  $u$  – скорость движения жидкости;  $H, d$  – высота и диаметр термосифона, соответственно;  $a, b, c$  – длина, ширина и высота кюветы, соответственно

**Fig. 1.** Scheme of liquid movement on the thermosiphon lower cover (a) and the schematic diagram of the experimental setup (b): 1 – cuvette with a coolant; 2 – heater; 3 – laboratory autotransformer; 4 – thermocouples; 5 – analog-to-digital converter National Instruments 9214; 6 – personal computer; 7 – tracers; 8 – light source; 9 – telecentric lens; 10 – video camera; 11 – macro lens; 12 – optical band pass filter; 13 – glass box;  $h$  is the coolant layer thickness;  $q$  is the heat flux density;  $u$  is the liquid velocity;  $H, d$  – the height and diameter of the thermosiphon, respectively;  $a, b, c$  – length, width and height of the cuvette, respectively



**Рис. 2.** Схема расположения термомпар в слое жидкости: 1 – цилиндр (держатель термомпар); 2 – термомпары; 3 – слой жидкости; 4 – вертикальная стенка кюветы; 5 – нижняя крышка кюветы

**Fig. 2.** Scheme of the thermocouples positioning in the liquid layer: 1 – cylinder (thermocouple adapter); 2 – thermocouples; 3 – liquid layer; 4 – vertical wall of the cuvette; 5 – lower cover of the cuvette

За характерные размеры термосифона [35] (рис. 1, а) приняты  $d=42$  мм,  $H=161$  мм. Кювета 1 (рис. 1, б), изготовленная в форме прямоугольного параллелепипеда (длиной  $a=55$  мм, шириной  $b=30$  мм, высотой  $c=30$  мм) из кварцевого стекла толщиной 2,5 мм, установлена на нагревателе – 2, который подключен к лабораторному автотрансформатору – 3. На специальном вертикальном цилиндре из оргстекла ( $d\approx 1$  мм) (рис. 2) крепились две термомпары таким образом, чтобы их спаи находились ниже цилиндра. Расстояние между спаями равнялось толщине слоя жидкости ( $h$ ). С помощью подвижного механизма цилиндр опускался и термомпары погружались в слой жидкости у ребра кюветы на глубину, при которой спай одной термомпары регистрировал температуру нижней поверхности слоя жидкости, а спай второй термомпары – температуру верхней поверхности этого слоя. При этом сам цилиндр находился выше свободной поверхности теплоносителя. При таком положении термомпар их влияние на движение жидкости в кювете мало. Температуры нижней поверхности слоя жидкости и вблизи его поверхности испарения регистрировались с помощью термомпар в квазистационарном режиме (температура жидкости изменялась не более чем на  $0,2$  °C за 10 минут). Размер спаев откалиброванных термомпар (хромель–алюмель) типа К фирмы OMEGA составлял 250 мкм. Такие размеры спаев применяются при высокоточной регистрации температур капельных жидкостей и газов [36]. Систематическая погрешность измерения температур с помощью термомпар составляла  $\pm 0,1$  °C, случайная погрешность не превышала 6,5 %. Показания термомпар – 4 (рис. 1, б) с помощью модуля измерения температуры National Instruments 9214 (NI 9214) – 5 передавались на компьютер – 6. Опрос датчика NI 9214 составлял 0,96 секунд.

В жидкость вводились трассеры – частицы оксида железа III ( $Fe_2O_3$ ) – 7 (рис. 1, б), которые не вступают в химические реакции с теплоносителями (вода, этанол) при температурах ниже температуры кипения. Размеры трассеров составляли от 10 до 100 нм, объемная концентрация в жидкости не превышала 2 %.

При добавлении трассеров в жидкость происходит их частичная агломерация до размеров ( $d_i$ ) от 30 до 90 мкм. Аналогично методике [37] определены седиментационные числа для такого диапазона размеров трассеров (от 30 до 90 мкм) и толщин слоя жидкости (от 3,2 до 7,4 мм). Установлено, что даже при толщине слоя жидкости  $h=3,2$  мм седиментационные числа ( $R_{s,cr}$ ) находились в диапазоне от 455 ( $d_i=90$  мкм) до 4096 ( $d_i=30$  мкм), что существенно больше критической величины  $R_{s,cr}=157,1$ . Следовательно, трассеры оксида железа III размером до 90 мкм не оседают в слоях дистиллированной воды и этанола толщиной до 7,4 мм. По результатам анализа изображений, полученных Particle Tracking Velocimetry (PTV) методом (типичный видеоклип приведен на рис. 3, б), установлено, что во время экспериментов трассеры следовали линиям тока – не осаждались на верхней поверхности нижней крышки кюветы. Через 12 часов после экспериментов трассеры в слое жидкости оставались во взвешенном состоянии и не оседали на верхней поверхности нижней крышки кюветы. Можно утверждать, что трассеры оксида железа III размером до 90 мкм незначительно влияют на процесс термогравитационной конвекции и могут быть использованы при определении скорости движения жидкости. Предполагается, что твердые частицы и жидкость находятся в тепловом равновесии, т. к. теплопроводность трассеров ( $Fe_2O_3$ ) много больше теплопроводности воды и этанола и жидкость ведет себя как гомогенная смесь. Поэтому в соответствии с выводами [38] трассеры точно следуют линиям тока несжимаемой жидкости.

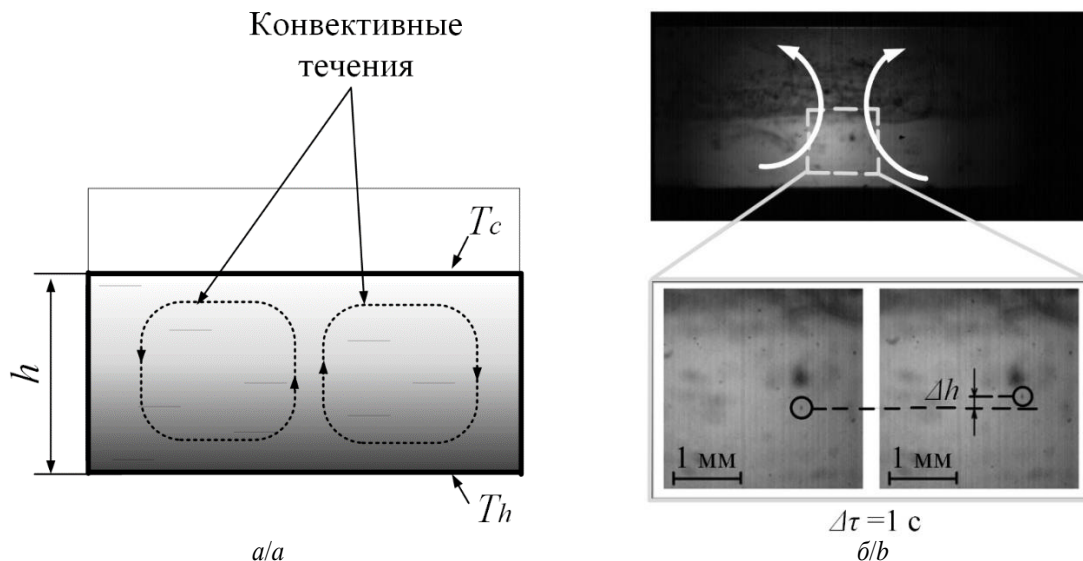
Регистрация перемещений трассеров проводилась PTV методом с использованием системы визуализации, включающей галогеновый источник света – 8 с телецентрическим объективом – 9 и высокоскоростную видеокамеру – 10 с макрообъективом – 11 и полосовым фильтром – 12 (рис. 1, б). Видеосъемка проводилась с частотой 30 кадров в секунду и разрешением  $1280\times 1024$  пикселя. Область видеофиксации движения трассеров – вертикальное поперечное сечение, проходящее через центр симметрии кюветы. В этом сечении при нагреве нижней крышки кюветы наблюдалась конвективная структура, образующая по центру восходящее и по краям нисходящие течения (рис. 3, а). Прямоугольная форма кюветы выбрана с целью исключения искажения теневых фотоизображений. Искажения не позволили бы с достаточной точностью определить размеры трассеров, их направление и длину пройденного ими пути. Кювета размещалась в стеклянном боксе – 13 с целью уменьшения влияния вынужденной конвекции на проведение эксперимента (рис. 1, б).

На рис. 3 приведена область, в которой проводилось определение скоростей движения жидкости.

Известно [10], что в результате подвода теплоты к нижней крышке кюветы в слое жидкости возникает «стратификация» (изменение по толщине) плотности и температуры, которая генерирует конвективные течения (рис. 3, а), соизмеримые с размерами кюветы. Скорости движения трассеров определялись в цен-

тральной области, где жидкость перемещалась вверх. Видеокадры, иллюстрирующие перемещение трассе-

ра в слое воды ( $h=7,4$  мм) на расстояние  $\Delta h$  за 1 секунду при  $q \approx 0,2$  кВт/м<sup>2</sup>, приведены на рис. 3, б.



**Рис. 3.** Область определения скоростей движения жидкости (а):  $T_h$  и  $T_c$  – температуры нижней и верхней поверхностей слоя жидкости, соответственно. Видеокадры, иллюстрирующие перемещение трассера в слое воды ( $h=7,4$  мм) на расстояние  $\Delta h$  за 1 секунду при  $q \approx 0,2$  кВт/м<sup>2</sup> (б)

**Fig. 3.** Region of determination of the liquid movement velocities (а):  $T_h$  and  $T_c$  are the temperatures of the lower and upper boundaries of the liquid layer, respectively. Video frames illustrating the movement of the tracer in the water layer ( $h=7,4$  mm) at a distance of  $\Delta h$  in 1 second at  $q \approx 0,2$  kW/m<sup>2</sup> (b)

Локальная скорость движения трассера ( $u_t$ ) определялась как расстояние ( $\Delta h$ ), пройденное им за единицу времени. Расстояние измерялось в пикселях. Пересчет расстояния в миллиметры выполнен при использовании масштабного коэффициента ( $S \approx 0,015$  мм/пиксель). Скорость движения трассера усреднялась по локальным скоростям ( $u_t$ ), зарегистрированным в горизонтальных сечениях слоя жидкости с шагом между сечениями 1 мм. За скорость термогравитационной конвекции ( $u_{conv}$ ) принималось среднее арифметическое значение локальных скоростей движения пяти трассеров. Приведенная выше методика определения скоростей движения жидкости не требовала дорогостоящего оборудования как, например, при использовании PIV метода [14], поэтому являлась более простой, но требующей много времени, так как обработка изображений проводилась вручную.

Температура окружающей среды (воздуха) поддерживалась постоянной и соответствовала начальной температуре исследуемой жидкости  $T_{air} = T_{l,0} = 26$  °С. В качестве теплоносителя в экспериментах использовались две жидкости: вода и этанол. Обе жидкости достаточно типичны как рабочие в термосифонах. Объем теплоносителя в кювете в квазистационарном режиме составлял 4,0; 6,6; 9,2 мл, что соответствовало толщинам слоя жидкости ( $h$ ) 3,2; 5,3; 7,4 мм, соответственно. Такая толщина теплоносителя обеспечивает надежную работу систем охлаждения, предотвращая осушение нагретых поверхностей. В экспериментах в условиях нагрева время выхода на квазистационарный режим составляло от 30 минут (при  $q \approx 1,3$  кВт/м<sup>2</sup>) до 80 минут (при  $q \approx 0,04$  кВт/м<sup>2</sup>). За это время в резуль-

тате испарения толщина слоя жидкости уменьшалась не более чем на 25 %. Поэтому кювета в начале эксперимента заполнялась жидкостью объемом на 30 % больше необходимого.

Потери тепла за счет свободной конвекции от вертикальных стенок кюветы во внешнюю среду определялись по перепаду температур между внешней поверхностью стенки кюветы и окружающим воздухом:

$$q_{loss} = \bar{\alpha}(T_w - T_{air}).$$

Коэффициент теплоотдачи в этом случае определялся по выражению [39]:

$$\bar{\alpha} = \frac{\overline{Nu} \lambda_l}{H} = \frac{\left( 0,825 + \frac{0,387 Ra^{1/6}}{\left( 1 + \left( \frac{0,492}{Pr} \right)^{9/16} \right)^{8/27}} \right)^2 \lambda_l}{H},$$

где число Рэлея определялось следующим образом [40]:

$$Ra_H = \frac{\beta_{air} \Delta T_{air} g H^3}{\nu_{air} a_{air}},$$

где  $\beta_{air}$  – коэффициент температурного расширения воздуха, 1/°С;  $\Delta T_{air} = T_w - T_{air}$  – перепад температуры между внешней стенкой кюветы и окружающим воздухом, °С;  $H$  – высота вертикальных стенок кюветы, м;  $\nu_{air}$  – коэффициент кинематической вязкости воздуха, м<sup>2</sup>/с;  $a_{air}$  – коэффициент температуропроводности воздуха, м<sup>2</sup>/с.

По результатам оценки количества тепла ( $q_{loss}$ ), уходящего через вертикальные стенки кюветы, установлено, что потери тепла составляли 53 %. В экспериментах тепловой поток, передаваемый через слой жидкости, определялся по выражению  $q=(UI)/F-q_{loss}$  и находился в диапазоне от 0,04 до 1,3 кВт/м<sup>2</sup>.

Исследования проведены в ламинарном режиме течения. Безразмерный параметр, характеризующий режим течения (число Рэлея), определялся по выражению [40]:

$$Ra_h = \frac{\beta_l \Delta T_l g h^3}{\nu_l a_l},$$

где  $\beta_l$  – коэффициент температурного расширения теплоносителя, 1/°C;  $\Delta T_l = T_h - T_c$  – перепад температуры между нижней и верхней поверхностями слоя теплоносителя, °C;  $\nu_l$  – коэффициент кинематической вязкости жидкости, м<sup>2</sup>/с;  $a_l$  – коэффициент теплопроводности жидкости, м<sup>2</sup>/с.

В проведенных экспериментах  $Ra = Ra_c - 5 \cdot 10^5$  (критическое число Рэлея  $Ra_{cr} \approx 1100$  [40]). Исключением являлись случаи слоя малой толщины ( $h=3,2$  мм) и малого теплового потока ( $q=0,04$  кВт/м<sup>2</sup>), при которых  $Ra < Ra_{cr}$ .

В табл. 2 приведены систематические погрешности экспериментов.

**Таблица 2.** Систематические погрешности экспериментов

**Table 2.** Systematic errors of experiments

Параметр Parameter	Средство измерений Instrument	Погрешность Uncertainty
Температура Temperature	Термопара Thermocouple	±0,1 °C
Напряжение Voltage	Мультиметр Multimeter	0,8 %
Ток/Current	Мультиметр/Multimeter	1,2 %
Объем Volume	Инсулиновый шприц Syringe	1 %
Толщина Thickness	Электронный штангенциркуль Vernier caliper	0,01 %

Случайные погрешности измерений рассчитывались по выражению:

$$\Delta f = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial f}{\partial x_i} \Delta x_i \right)^2}.$$

Случайные погрешности определения плотности теплового потока на нижней поверхности крышки кюветы ( $q$ ), толщины слоя жидкости ( $h$ ), скорости движения жидкости ( $u_i$ ), температуры ( $T$ ) не превышали: 2; 6; 16; 6,5 %, соответственно.

#### Результаты экспериментов и обсуждение

По результатам серии измерений температур нижней поверхности слоя теплоносителя и его свободной поверхности установлено, что измеренные в углу кюветы температуры не отличались в пределах случайной погрешности измерений от средних по площади нижней и свободной поверхностей слоя жидкости. В табл. 3, 4 приведены средние температуры и пере-

пады температуры по толщинам слоев использованных жидкостей.

**Таблица 3.** Средние температуры и перепады температур в слое воды

**Table 3.** Average temperatures and temperature differences in water layer

$h$ , мм/mm	$q$ , кВт/м <sup>2</sup> /kW/m <sup>2</sup>	$T_h$	$T_c$	$\Delta T_l = T_h - T_c$
		°C		
3,2	0,04	27,6	27,0	0,6
	0,18	34,9	33,5	1,4
	0,43	44,0	42,2	1,8
	0,79	51,5	48,0	3,5
	1,27	61,6	57,4	4,2
5,3	0,04	27,9	27,5	0,4
	0,18	35,3	34,1	1,2
	0,43	43,8	42,0	1,8
	0,79	51,9	49,2	2,7
	1,27	61,6	57,7	3,9
7,4	0,04	27,7	27,3	0,4
	0,18	35,6	34,5	1,0
	0,43	44,4	42,8	1,6
	0,79	52,5	49,8	2,7
	1,27	61,8	58,3	3,5

**Таблица 4.** Средние температуры и перепады температур в слое этанола

**Table 4.** Average temperatures and temperature differences in ethanol layer

$h$ , мм/mm	$q$ , кВт/м <sup>2</sup> /kW/m <sup>2</sup>	$T_h$	$T_c$	$\Delta T_l = T_h - T_c$
		°C		
3,2	0,04	27,3	26,8	0,5
	0,18	34,7	33,7	1,0
	0,43	45,0	43,4	1,6
	0,79	56,6	54,5	2,1
	1,27	67,8	64,9	2,9
5,3	0,04	27,9	27,3	0,6
	0,18	35,1	33,9	1,2
	0,43	45,4	43,7	1,7
	0,79	56,8	54,7	2,1
	1,27	69,2	66,4	2,8
7,4	0,04	29,0	28,5	0,5
	0,18	34,9	34,0	0,9
	0,43	45,4	43,5	1,9
	0,79	57,0	53,5	3,5
	1,27	67,7	62,7	5,0

По результатам анализа экспериментов (табл. 2, 3) установлено, что с ростом толщины слоя воды перепад температуры уменьшается. В слое этанола рост  $h$  от 3,2 до 5,3 мм не повлиял на  $\Delta T_l$ . Дальнейший рост  $h$  от 5,3 до 7,4 мм привел к увеличению перепада температуры по толщине слоя этанола. Сформулирована гипотеза о том, что с ростом толщины слоя увеличиваются скорости движения жидкости в этом слое и скорость испарения со свободной поверхности. В зависимости от рода жидкости (вода, спирт) эти скорости будут изменяться сильнее или слабее. Полученные результаты (табл. 2, 3) можно объяснить следующим образом. С ростом толщины слоя увеличивались скорости движения жидкости. В результате интенсифицировалось движение охлажденных верхних слоев вниз, нижних более нагретых вверх. В воде такое движение жидкости привело к выравниванию температуры по толщине слоя и, соответственно,

снижению  $\Delta T_l$ . В этаноле, плотность которого на 25–30 % меньше, чем у воды, скорости движения жидкости в результате термогравитационной конвекции выше. Последнее приводит как к интенсивному перемешиванию жидкости, так и к большей скорости испарения со свободной поверхности. При испарении этанола его свободная поверхность интенсивно охлаждалась за счет поглощения тепла в результате фазового перехода, что приводило к большим перепадам температуры по толщине слоя жидкости при  $h=7,4$  мм по сравнению с  $h=3,2-5,4$  мм.

Механизмы конвекции (термогравитационный и термокапиллярный) в подогреваемом снизу слое жидкости со свободной поверхностью действуют одновременно и зависят от толщины ( $h$ ) этого слоя [41]. При толщине слоя жидкости много больше критической величины ( $h \gg h_{cr}$ ) определяющую роль в возникновении конвекции играет подъемная сила. Критическая толщина слоя ( $h_{cr}$ ) определяется выражением [41]:

$$h_{cr} = \sqrt{\frac{\sigma_T}{\rho_l g \Delta T_l}},$$

где ( $\sigma_T = -\partial \sigma / \partial T$  – температурный коэффициент поверхностного натяжения, Н/(м·К);  $\rho_l$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\Delta T_l$  – вертикальный градиент температуры в слое жидкости, °С).

В проведенных экспериментальных исследованиях отношение толщины слоя жидкости к ее критической величине ( $h/h_{cr}$ ) изменялось в диапазоне от 19 до 108 для воды и от 22 до 158 для этанола. Гравитационный параметр ( $\mu_T = \nu \alpha / (g h^3)$ ) [42] не превышал  $4,2 \cdot 10^{-7}$  для воды и  $3,7 \cdot 10^{-7}$  для этанола (т. е.  $\mu_T \rightarrow 0$ ). По результатам анализа экспериментов ( $h/h_{cr}$  и  $\mu_T$ ) можно сделать вывод, что влияние капиллярных сил на деформацию свободной поверхности мало [42]. Определяющую роль в возникновении конвекции играет термогравитационный механизм (силы плавучести, а не силы поверхностного натяжения). Результаты [43] подтверждают, что механизм, основанный на термокапиллярном эффекте, преобладает при толщинах слоя жидкости менее 2 мм. Поэтому справедливо допущение о пренебрежении термокапиллярной конвекцией, связанной с неоднородностью поверхностного натяжения на свободной поверхности слоя жидкости ( $h=3,2-7,4$  мм).

Известно мало результатов экспериментов по определению скоростей (или распределений скоростей) в относительно тонком ( $h=3-9$  мм) слое жидкости (воды или спирта) в условиях нагрева нижней поверхности. Численное решение задачи теплопереноса [13] получено для цилиндра ( $r=3$  мм,  $h=7$  мм) с водой. Температура нижней крышки (подложки) поддерживалась постоянной с помощью термостата, а верхняя и боковые стенки исследуемой области были теплоизолированы. При численном моделировании естественной конвекции в цилиндрической области установлено [13] распределение скоростей в центральном полусечении (от оси симметрии до правой границы

исследуемой области). Вертикальное распределение скорости на оси симметрии [13] и экспериментальные данные приведены на рис. 4.

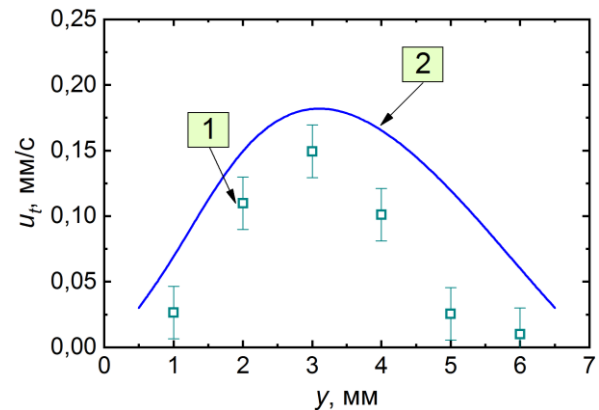


Рис. 4. Распределение скоростей движения жидкости в вертикальном сечении слоя воды: 1 – экспериментальные данные при  $h=7,4$  мм;  $q=0,04$  кВт/м<sup>2</sup>;  $T \approx 27,5$  °С; 2 – результаты численного моделирования [13] при  $h=7$  мм,  $T \approx 24$  °С

Fig. 4. Distribution of the liquid movement velocities in the water layer vertical section: 1 – experimental data at  $h=7,4$  mm;  $q=0,04$  kW/m<sup>2</sup>;  $T \approx 27,5$  °C; 2 – the results of numerical simulation [13] at  $h=7$  mm,  $T \approx 24$  °C

По результатам анализа зависимостей  $u_r=f(y)$  (рис. 4) установлено, что скорость термогравитационной конвекции в восходящем течении слоя жидкости имеет максимум (минимальные скорости зарегистрированы у нижней и верхней поверхностей слоя теплоносителя). Трассеры ускоренно переносились вверх до середины слоя при подводе теплоты к нижней поверхности слоя теплоносителя, а затем в сечениях выше  $h/2$  они замедляли своё движение. У свободной поверхности трассеры перемещались в горизонтальном направлении к вертикальным стенкам кюветы.

Экспериментальные данные (рис. 4) удовлетворительно соответствуют результатам численного моделирования естественной конвекции [13] в аналогичных условиях. Отличия в скоростях движения воды, установленных в ходе эксперимента, от скоростей, приведенных в [13], вызваны отличием толщины слоя жидкости, его средней температуры и разными условиями на верхней поверхности слоя воды. В [13] верхняя поверхность слоя жидкости была твердой, в проведенных экспериментах верхняя поверхность свободная.

Порядок величин скоростей ( $10^{-3}$  м/с) при температурах нижней поверхности слоя жидкости от 27 до 68 °С совпадает с порядком скоростей течений в каплях воды (0–2,5 мм/с) [44] и слое этанола толщиной 3 мм с потоком газа, движущимся параллельно поверхности раздела «жидкость–газ» (0–4 мм/с) [22]. Зарегистрированные скорости течений в каплях [44] выше, чем в экспериментах, из-за малых размеров капель ( $h < 1$  мм). Зарегистрированные скорости движения жидкости в слое этанола толщиной 3 мм [22] вы-

ше, чем в экспериментах, из-за наличия потока газа над свободной поверхностью слоя ( $U_g \geq 13,8$  мм/с). Результаты экспериментальных исследований хорошо согласуются с результатами [25], полученными для слоя этанола, испаряющегося в неподвижный воздух с парами спирта. В слое этанола толщиной 3,8 мм [25] средняя скорость течений при  $Ra=5,71 \cdot 10^3$  составляла 0,36 мм/с. В проведенных экспериментах при тол-

щине слоя этанола 3,2 мм и  $Ra=7,69 \cdot 10^3$  составляла 0,42 мм/с.

По экспериментальным данным ( $u_{conv}, \Delta T_l$ ) построены зависимости безразмерной вертикальной скорости (равной отношению скорости термогравитационной конвекции ( $u_{conv}$ ) к скорости плавучести  $u_b = \sqrt{g\beta_l \Delta T_l h}$  [22]) от числа Рэлея (рис. 5).

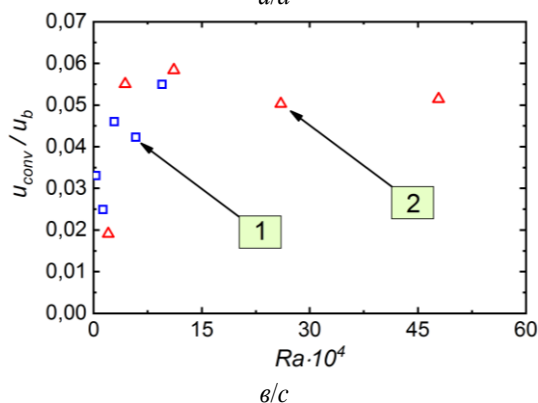
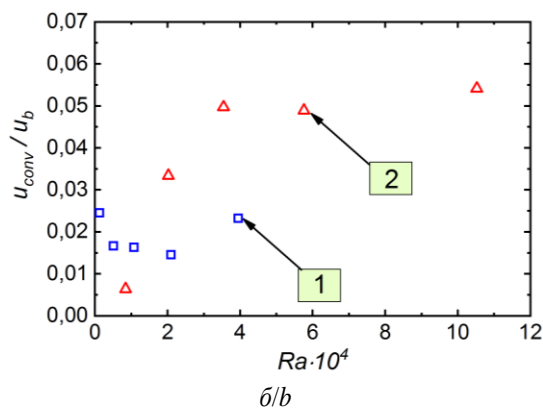
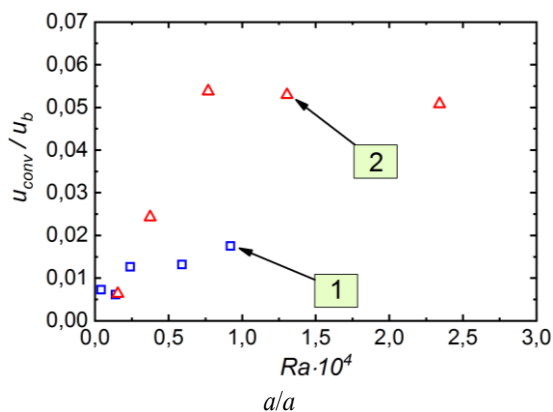


Рис. 5. Зависимости безразмерной вертикальной скорости от числа Рэлея (1 – вода; 2 – этанол) при толщинах слоя жидкости  $h$ : 3,2 мм (а); 5,3 мм (б); 7,4 мм (в)

Fig. 5. Dependences of the dimensionless velocity on the Rayleigh number (1 – water; 2 – ethanol) at liquid layer thicknesses  $h$ : 3,2 mm (a); 5,3 mm (b); 7,4 mm (c)

Видно (рис. 5), что с ростом толщины слоя теплоносителя от 3,2 до 7,4 мм безразмерная скорость термогравитационной конвекции изменяется незначительно и находится в диапазоне от 0,005 до 0,06. Скорость движения этанола выше, чем у воды, при числах Рэлея:  $Ra \approx 2500$  ( $h=3,2$  мм);  $Ra \approx 9000$  ( $h=5,3$  мм) и  $Ra \approx 30000$  ( $h=7,4$  мм).

С целью оценки интенсивности процессов теплопереноса в результате разных механизмов (теплопроводность и конвекция) в слое жидкости ниже приведены зависимости числа Рэлея от плотности теплового потока, подведенного к этому слою (рис. 6).

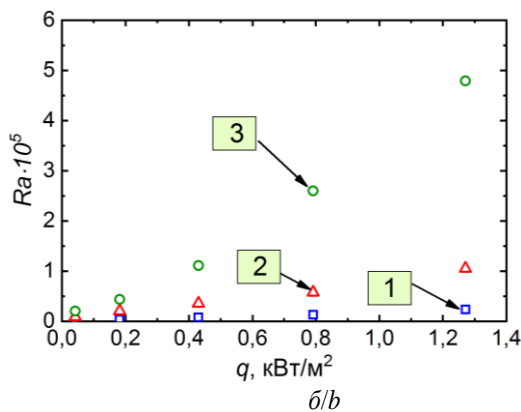
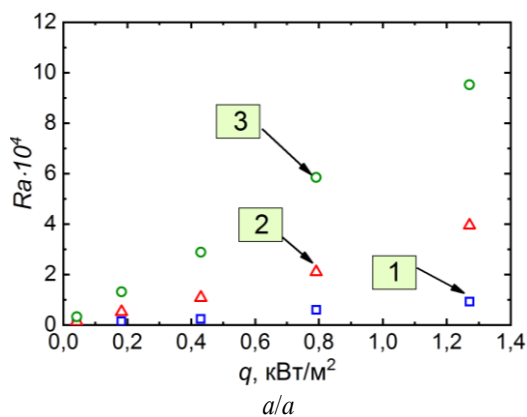


Рис. 6. Зависимости чисел Рэлея от плотности теплового потока, подведенной к слою воды (а) и этанола (б): 1 –  $h=3,2$  мм; 2 –  $h=5,3$  мм; 3 –  $h=7,4$  мм

Fig. 6. Dependences of Rayleigh numbers on the heat flux density supplied to the layer of water (a) and ethanol (b): 1 –  $h=3,2$  mm; 2 –  $h=5,3$  mm; 3 –  $h=7,4$  mm



Свободная поверхность воды представляет собой крупную ячеистую структуру, которая не движется [45]. В этаноле по сравнению с водой ячейки меньше в несколько раз и свободная поверхность движется за счет термокапиллярного эффекта [45]. Дополнительный вклад эффекта Марангони в процесс конвекции в слое этанола приводит к интенсивному течению в слое по сравнению с водой. Также известно [41], что чем выше число Рэлея, тем интенсивнее происходит процесс конвекции [46]. В экспериментальных исследованиях числа Рэлея в этаноле на порядок превышали  $Ra$  в воде (рис. 6). Видно (рис. 6), что рост теплового потока и толщины слоя теплоносителя приводит к интенсификации движения жидкости (число Рэлея увеличивается). По результатам анализа зависимостей  $Ra=f(q)$  можно сделать вывод, что интенсивность процессов теплопереноса в слое этанола выше, чем в воде.

Определено температурное поле в слое жидкости, к нижней поверхности которого подведен тепловой поток ( $q$ ), а верхняя поверхность охлаждается ( $\alpha=20 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$ ;  $T_{air}=26 \text{ °C}$ ). Математическая постановка задачи:

$$c_l \rho_l \frac{\partial T}{\partial \tau} = \lambda_l \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}, \quad 0 \leq y \leq h.$$

Начальное условие:

$$T_{init} = 26 \text{ °C}, \quad \tau = 0.$$

Краевые условия:

$$-\lambda_l \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0} = q, \quad \tau > 0,$$

$$-\lambda_l \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=h} = \alpha(T_c - T_{air}), \quad \tau > 0.$$

Сформулированная задача (1)–(4) теплопроводности в слое жидкости решена методом конечных разностей [9]. Расчеты проводились в диапазоне тепловых потоков ( $q$ ) от 0,04 до 1,3 кВт/м<sup>2</sup>, толщин ( $h$ ) слоя жидкости (воды, этанола) от 3,2 до 7,4 мм. Теплофизические свойства теплоносителя принимались при  $T_{init}=26 \text{ °C}$  [47].

Для воды: плотность  $\rho_w=995 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; теплопроводность  $\lambda_w=608 \cdot 10^{-3} \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$ ; молярная масса  $M_w=18 \cdot 10^{-3} \text{ кг}/\text{моль}$ ; теплоемкость  $Cp_w=4,184 \cdot 10^{-3} \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{°C})$ .

Для этанола: плотность  $\rho_e=785 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; теплопроводность  $\lambda_e=168 \cdot 10^{-3} \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$ ; молярная масса  $M_e=46 \cdot 10^{-3} \text{ кг}/\text{моль}$ ; теплоемкость  $Cp_e=2,447 \cdot 10^{-3} \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{°C})$ .

На рис. 7 приведены типичные распределения температуры по толщине слоя жидкости при времени 300 с.

Видно (рис. 7), что результаты численного моделирования хорошо согласуются с экспериментальными данными при малом  $q=0,04 \text{ кВт}/\text{м}^2$ . Чем выше тепловой поток, тем больше расхождение между температурами, полученными численно и экспериментально. Это можно объяснить следующим образом. При постановке математической задачи принято, что теплоперенос в слое жидкости осуществлялся только за счет теплопроводности. Но чем выше  $q$ , тем интен-

сивнее циркуляционное движение жидкости – перемещение нижних нагретых слоев вверх и верхних, охлажденных за счет фазового перехода (испарения) и теплоотвода во внешнюю среду, вниз. В результате растет температура прилегающих к свободной поверхности слоев жидкости и, соответственно, скорость испарения.

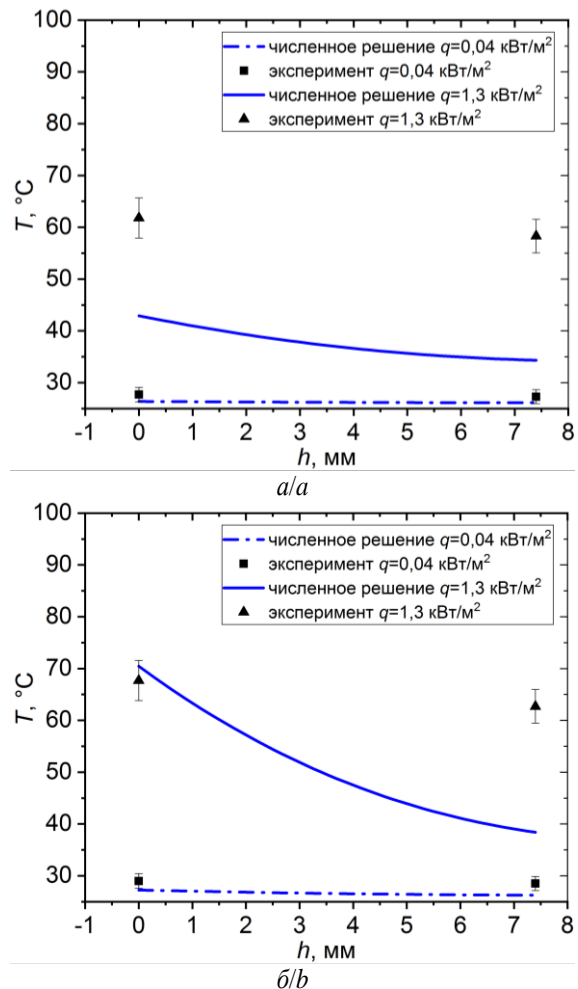


Рис. 7. Распределения температуры по толщине слоя воды (а) и этанола (б) при  $\tau=300 \text{ с}$

Fig. 7. Temperature distributions over the thickness of water (a) and ethanol (b) layer at  $\tau=300 \text{ s}$

### Заключение

По результатам выполненных экспериментальных исследований теплопереноса в малом по толщине слое жидкости в условиях, характерных для нижней крышки термосифона – при нагреве нижней поверхности слоя и испарении его с верхней поверхности, установлены перепады температур по толщине слоя воды и этанола. С ростом толщины слоя воды от 3,2 до 7,4 мм перепад температуры по этому слою уменьшается. В слое этанола, наоборот, увеличивается. Установлено, что с ростом толщины слоя увеличиваются скорости движения жидкости в этом слое и скорость испарения со свободной поверхности. В зависимости от жидкости (вода, спирт) эти скорости будут изменяться сильнее или слабее. Последнее влия-

ет на перепад температуры по слою и интенсивность теплопереноса в нем.

Установлены числа Рэлея, при которых безразмерная скорость этанола выше, чем у воды. Сделан вывод, что важный вклад в формирование температурного поля слоя теплоносителя в испарителе тер-

мосифона вносит термогравитационная конвекция и ее необходимо учитывать, даже в относительно простых моделях.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-38-90137.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безродный М.К., Пиоро И.Л., Костюк Т.О. Процессы переноса в двухфазных термосифонных системах. Теория и практика. – Киев: Факт, 2005. – 704 с.
2. Переходные процессы в термосифонах / В.А. Муниц, А.И. Папченко, Е.Ю. Павлюк, Д.Р. Даминов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2017. – Т. 17. – № 4. – С. 5–13.
3. Effect of sintered microporous coating at the evaporator on the thermal performance of a two-phase closed thermosyphon / Y. Kim, D.H. Shin, J.S. Kim, S.M. You, J. Lee // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2019. – V. 131. – P. 1064–1074.
4. Boiling and condensation heat transfer of inclined two-phase closed thermosyphon with various filling ratios / Y. Kim, D.H. Shin, J.S. Kim, S.M. You, J. Lee // Applied Thermal Engineering. – 2018. – V. 145. – P. 328–342.
5. Performance optimization of a two-phase closed thermosyphon through CFD numerical simulations / S. Fertahi, T. Bouhal, Y. Agrouaz, T. Kousksou, T. El Rhafiki, Y. Zeraoui // Applied Thermal Engineering. – 2018. – V. 128. – P. 551–563.
6. Alizadehdakheel A., Rahimi M., Alsairafi A.A. CFD modeling of flow and heat transfer in a thermosyphon // International Communications in Heat and Mass Transfer. – 2010. – V. 37. – Iss. 3. – P. 312–318.
7. Kuznetsov G.V., Sitnikov A.E. Numerical analysis of basic regularities of heat and mass transfer in a high-temperature heat pipe // High temperature. – 2002. – V. 40. – Iss. 6. – P. 964–970.
8. Ponomarev K., Feoktistov D., Abedtazehabadi A. Experimental investigation of the heat transfer intensity in thermosyphon // AIP Conference Proceedings. – 2019. – V. 2135. – Iss. 1. – P. 020048.
9. Максимов В.И., Нурпейс А.Е. Новый подход к моделированию процесса формирования теплового режима термосифонов больших размеров для использования геотермальной теплоты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 8. – С. 78–86.
10. Polezhaev V.I., Myakshina M.N., Nikitin S.A. Heat transfer due to buoyancy-driven convective interaction in enclosures: Fundamentals and applications // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2012. – V. 55. – Iss. 1–3. – P. 156–165.
11. Novev J.K., Compton R.G. Natural convection effects in electrochemical systems // Current Opinion in Electrochemistry. – 2018. – V. 7. – P. 118–129.
12. Thermocapillary flow transition in an evaporating liquid layer in a heated cylindrical cell / W. Liu, P.G. Chen, J. Ouazzani, Q. Liu // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2020. – V. 153. – Iss. 119587. – P. 1–10.
13. Novev J.K., Compton R.G. Thermal convection in electrochemical cells. Boundaries with heterogeneous thermal conductivity and implications for scanning electrochemical microscopy // Physical Chemistry Chemical Physics. – 2017. – V. 19. – Iss. 20. – P. 12759–12775.
14. Lyulin Y.V., Kreta A.S., Kabov O.A. Effect of gas flow velocity on convection in a horizontal evaporating liquid layer // Thermophysics and Aeromechanics. – 2019. – V. 26. – Iss. 1. – P. 133–138.
15. Onset of thermal ripples at the interface of an evaporating liquid under a flow of inert gas / B. Scheid, J. Margerit, C.S. Iorio, L. Joannes, M. Héraud, P. Queeckers, P.C. Dauby, P. Colinet // Experiments in fluids. – 2012. – V. 52. – Iss. 5. – P. 1107–1119.
16. A vision-based Particle Tracking Velocimetry / A. Baldassarre, M. De Lucia, P. Nesi, F. Rossi // Real-Time Imaging. – 2001. – V. 7. – Iss. 2. – P. 145–158.
17. Волков П.С., Войтков И.С., Высокоморная О.В. Особенности тушения жидких топлив и органических горючих жидкостей распыленным потоком воды // Пожаровзрывобезопасность. – 2016. – Т. 25. – № 4. – С. 68–75.
18. The influence of key parameters on combustion of double gas hydrate / S.Y. Misyura, A.Y. Manakov, V.S. Morozov, G.S. Nyashina, O.S. Gaidukova, S.S. Skiba, R.S. Volkov, I.S. Voytkov // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – V. 80. – P. 103396.
19. Iorio C.S., Kabov O.A., Legros J.C. Thermal patterns in evaporating liquid // Microgravity Science and Technology. – 2007. – V. 19. – Iss. 3/4. – P. 27–29.
20. Silveston P.L. Wärmedurchgang in waagerechten Flüssigkeitsschichten // Forschung auf dem Gebiet des Ingenieurwesens A. – 1958. – V. 24. – Iss. 2. – P. 59–69.
21. Lewandowski W.M., Kubski P. Methodical investigation of free convection from vertical and horizontal plates // Wärme – und Stoffübertragung. – 1983. – V. 17. – Iss. 3. – P. 147–154.
22. Experimental study of the convective motions by the PIV technique within an evaporating liquid layer into the gas flow / Y. Lyulin, A. Kreta, H. Ouerdane, O. Kabov // Microgravity Science and Technology. – 2020. – V. 32. – Iss. 2. – P. 203–216.
23. Влияние нестационарной тепловой гравитационно-капиллярной конвекции на распределение температуры в тонкой вертикальной стенке / В.С. Бердников, В.А. Гапонов, В.А. Гришков, П.М. Лиханский, В.А. Марков // Теплофизика и аэромеханика. – 2010. – Т. 17. – № 2. – С. 197–208.
24. Бердников В.С., Митин К.А., Кислицын С.А. Влияние нестационарной гравитационно-капиллярной конвекции на поля температуры в тонкой стенке // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2014. – № 4. – С. 131–146.
25. Тепловизионные исследования ламинарно-турбулентного перехода в рэлеи-бенаровской конвекции / В.С. Бердников, В.А. Гришков, К.Ю. Ковалевский, В.А. Марков // Автометрия. – 2012. – Т. 48. – № 3. – С. 111–120.
26. Two-phase thermosyphon loop for cooling outdoor telecommunication equipments / A. Samba, H. Louahlia-Gualous, S. Le Masson, D. Nörterhäuser // Applied Thermal Engineering. – 2013. – V. 50. – Iss. 1. – P. 1351–1360.
27. Самойлов А.Г., Волков В.С. Тепловыделяющие элементы ядерных реакторов // Атомная энергия. – 1959. – Т. 6. – № 3. – С. 261–276.
28. Белянский Д.А., Игонин В.И., Синицын А.А. Разработка энергосберегающей системы контроля и оценки теплосодержания футеровки промежуточного ковша на участке разогрева стали // Тезисы докладов и сообщений XV Минского международного форума по тепло- и массообмену: в 3 т. – Минск. – 2016. – Т. 3. – С. 109–111.
29. Multi-objective optimization design of double-layered reverting cooling plate for lithium-ion batteries / T. Deng, Y. Ran, Y. Yin, X. Chen, P. Liu // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2019. – V. 143. – P. 118580.
30. Хайрнасов С.М. Применение тепловых труб в системах обеспечения тепловых режимов РЭА: современное состояние и перспективы // Технология и конструирование в электронной аппаратуре. – 2015. – № 2/3. – С. 19–33.
31. Завидей В.И., Печенкин В.И., Каланчин С.В. Возможности применения тепловизионного контроля для диагностики технического состояния силовых трансформаторов // Энергоэксперт. – 2011. – № 6. – С. 64–67.
32. Kim Y.S., Pivovar V.S. Polymer electrolyte membranes for direct methanol fuel cells // Advances in fuel cells. – 2007. – V. 1. – P. 187–234.
33. Тюрин Ю.Н. Особенности расчета поверхности теплопередачи реактора периодического действия // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2008. – № 3. – С. 98–101.
34. Современное оборудование для газораспределительных станций. Подогреватель газа с промежуточным теплоносителем ППТТ-3 // Сфера нефтегаз. – 2010. – № 3. – С. 48–49.

35. Ponomarev K., Feoktistov D., Abedtazehabadi A. Aspects of the research methodology of convection, conduction, evaporation and condensation jointly occurring in the thermosyphon. AIP Conference Proceedings. – 2019. – V. 2135. – Iss. 1. – P. 020047.
36. Shankar P.N., Deshpande M.D. On the temperature distribution in liquid–vapor phase change between plane liquid surfaces // Physics of Fluids A: Fluid Dynamics. – 1990. – V. 2. – Iss. 6. – P. 1030–1038.
37. Трубицын В.П. Гравитационная дифференциация в режимах от стокового осаждения до струй Рэлея–Тейлора // Физика Земли. – 2019. – № 2. – С. 15–30.
38. Abouali O., Ahmadi G. Computer simulations of natural convection of single phase nanofluids in simple enclosures: a critical review // Applied Thermal Engineering. – 2012. – V. 36. – P. 1–13.
39. Churchill S.W., Chu H.H.S. Correlating equations for laminar and turbulent free convection from a vertical plate // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 1975. – V. 18. – Iss. 11. – P. 1323–1329.
40. Chandrasekhar S. Hydrodynamic and hydromagnetic stability. – New York: Dover Publications Inc, 1981. – 704 p.
41. Гарифуллин Ф. А. Возникновение конвекции в горизонтальных слоях жидкости // Соросовский образовательный журнал. – 2000. – Т. 6. – № 8. – С. 108–114.
42. Гершуни Г.З., Жуховицкий Е.М. Конвективная устойчивость несжимаемой жидкости. – М.: Наука, 1972. – 392 с.
43. Эйдельман Е.Д. Конвективные ячейки: три приближения теории опытов Бенара // Соросовский образовательный журнал. – 2000. – Т. 6. – № 5. – С. 94–100.
44. The role of convection in gas and liquid phases at droplet evaporation / P.A. Strizhak, R.S. Volkov, S.Y. Misyura, S.I. Lezhnin, V.S. Morozov // International Journal of Thermal Sciences. – 2018. – V. 134. – P. 421–439.
45. Возникновение конвекции в приповерхностном слое жидкости / Ю.Ю. Плаксина, Ю.К. Руденко, А.В. Пуштаев, Н.А. Винниченко, А.В. Уваров // Процессы в геосредах. – 2017. – № 3. – С. 618–625.
46. Liu B., Zhang J. Self-induced cyclic reorganization of free bodies through thermal convection // Physical review letters. – 2008. – V. 100. – Iss. 24. – P. 244501.
47. New cooling approach using successive evaporation and condensation of a liquid film inside a vertical mini-channel / M. Najim, M. Feddaoui, N.A. Alla, A. Charef, A.E. Kabeel // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2018. – V. 122. – P. 895–912.

Поступила 01.03.2021 г.

#### Информация для авторов

**Феоктистов Д.В.**, кандидат технических наук, доцент Исследовательской школы физики высокоэнергетических процессов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Пономарев К.О.**, аспирант Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 536.24

## HEAT TRANSFER IN A THIN LIQUID LAYER UNDER CONDITIONS CHARACTERISTIC FOR THE LOWER COVER OF A THERMOSYPHON

Dmitry V. Feoktistov<sup>1</sup>,  
fdv@tpu.ru

Konstantin O. Ponomarev<sup>1</sup>,  
kop.tpu@gmail.com

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

**The relevance.** It is impossible to create new technologies for utilizing the heat of flue gases generated in various metallurgical processes and during the combustion of organic fuels in thermal power plants without the development of fundamental knowledge of heat transfer in energy-efficient, reliable thermodynamic systems based on thermosyphons. The relevance of the heat transfer study in a relatively thin liquid layer (no more than 10 mm) in a thermosyphon evaporator is justified by the necessity to develop mathematical models. These models are simpler than the ones based on Navier–Stokes equations or taking into account only the heat conduction mechanism.

**The purpose** is to evaluate the contribution of thermogravitational convection to the heat transfer in a thin liquid layer under conditions characteristic of the thermosyphon lower cover, when the layer lower boundary is heated and there is evaporation from the upper boundary.

**Objects:** liquid layer on the thermosyphon lower cover.

**Methods.** The tracers trajectories in the liquid layer were determined using the shadow method. Tracer displacements were recorded using the Particle Tracking Velocimetry method using a special visualization system. The problem of thermal conductivity in a liquid layer is solved by the finite difference method.

**Results.** Based on the experimental studies of heat transfer in a thin liquid layer, the effect of the heat flux density, the liquid layer thickness, and the properties of the coolant on the temperatures and velocities in this layer has been established. The conditions corresponded in terms of the main significant factors to the heating of the coolant on the thermosyphon lower cover. The increase in the heat flow and the coolant layer thickness was found to lead to intensification of circulation flows. It was shown that in the laminar flow regime ( $Re=10^3\text{--}5\cdot 10^5$ ), the heat transfer intensity in the ethanol layer was higher than that of water. In addition, in a thin liquid layer (from 3,2 to 7,4 mm), the thermogravitational convection was much more intense than heat conduction.

### Key words:

Thermosyphon, liquid layer, thermogravitational convection, experiment, liquid velocity, heat flux.

The reported study was funded by RFBR, project number 19-38-90137.

### REFERENCES

- Bezrodny M.K., Pioro I.L., Kostyuk T.O. *Protsessy perenosy v dvukhfaznykh termosifonnykh sistemakh. Teoriya i praktika* [Transfer processes in two-phase thermosyphon systems. Theory and practice]. Kiev, Fakt Publ., 2005. 704 p.
- Munts V.A., Papchenkov A.I., Pavlyuk E.Yu., Daminov D.R. Transient processes at thermosyphons. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Energy*, 2017, vol. 17, no. 4, pp. 5–13. In Rus.
- Kim Y., Shin D.H., Kim J.S., You S.M., Lee J. Effect of sintered microporous coating at the evaporator on the thermal performance of a two-phase closed thermosyphon. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, vol. 131, pp. 1064–1074.
- Kim Y., Shin D.H., Kim J.S., You S.M., Lee J. Boiling and condensation heat transfer of inclined two-phase closed thermosyphon with various filling ratios. *Applied Thermal Engineering*, 2018, vol. 145, pp. 328–342.
- Fertahi S., Bouhal T., Agrouaz Y., Kousksou T., Rhafiki T. El, Zeraouli Y. Performance optimization of a two-phase closed thermosyphon through CFD numerical simulations. *Applied Thermal Engineering*, 2018, vol. 128, pp. 551–563.
- Alizadehdakhal A., Rahimi M., Alsairafi A.A. CFD modeling of flow and heat transfer in a thermosyphon. *International Communications in Heat and Mass Transfer*, 2010, vol. 37, no. 3, pp. 312–318.
- Kuznetsov G.V., Sitnikov A.E. Numerical analysis of basic regularities of heat and mass transfer in a high-temperature heat pipe. *High temperature*, 2002, vol. 40, no. 6, pp. 964–970.
- Ponomarev K., Feoktistov D., Abedtazehabadi A. Experimental investigation of the heat transfer intensity in thermosyphon. *AIP Conference Proceedings*, 2019, vol. 2135, no. 1, p. 020048.
- Maksimov V.I., Nurpeis A.E. New approach to modelling the formation of large sized thermosiphons thermal regime for using geothermal heat. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 8, pp. 78–86. In Rus.
- Polezhaev V.I., Myakshina M.N., Nikitin S.A. Heat transfer due to buoyancy-driven convective interaction in enclosures: Fundamentals and applications. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2012, vol. 55, no. 1–3, pp. 156–165.
- Novev J.K., Compton R.G. Natural convection effects in electrochemical systems. *Current Opinion in Electrochemistry*, 2018, vol. 7, pp. 118–129.
- Liu W., Chen P.G., Ouazzani J., Liu Q. Thermocapillary flow transition in an evaporating liquid layer in a heated cylindrical cell. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2020, vol. 153, no. 119587, pp. 1–10.
- Novev J.K., Compton R.G. Thermal convection in electrochemical cells. Boundaries with heterogeneous thermal conductivity and implications for scanning electrochemical microscopy. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 2017, vol. 19, no. 20, pp. 12759–12775.
- Lyulin Y.V., Kreta A.S., Kabov O.A. Effect of gas flow velocity on convection in a horizontal evaporating liquid layer. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2019, vol. 26, no. 1, pp. 133–138.
- Scheid B., Margerit J., Iorio C.S., Joannes L., Heraud M., Queeckers P., Dauby P.C., Colinet P. Onset of thermal ripples at the interface of an evaporating liquid under a flow of inert gas. *Experiments in fluids*, 2012, vol. 52, no. 5, pp. 1107–1119.
- Baldassarre A., De Lucia M., Nesi P., Rossi F. A vision-based Particle Tracking Velocimetry. *Real-Time Imaging*, 2001, vol. 7, no. 2, pp. 145–158.
- Volkov R.S., Voytkov I.S., Vysokomornaya O.V. Features of extinguishing of the liquid fuels and organic flammable liquids by an atomized water flow. *Fire and Explosion Safety*, 2016, vol. 25, no. 4, pp. 68–75. In Rus.

18. Misyura S.Y., Manakov A.Y., Morozov V.S., Nyashina G.S., Gaidukova O.S., Skiba S.S., Volkov R.S., Voytkov I.S. The influence of key parameters on combustion of double gas hydrate. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, vol. 80, p. 103396.
19. Iorio C.S., Kabov O.A., Legros J.C. Thermal patterns in evaporating liquid. *Microgravity Science and Technology*, 2007, vol. 19, no. 3/4, pp. 27–29.
20. Silveston P.L. Wärmedurchgang in waagerechten Flüssigkeitsschichten [Heat transfer in horizontal liquid layers]. *Forschung auf dem Gebiet des Ingenieurwesens A*, 1958, vol. 24, no. 2, pp. 59–69.
21. Lewandowski W.M., Kubski P. Methodical investigation of free convection from vertical and horizontal plates. *Wärme – und Stoffübertragung*, 1983, vol. 17, no. 3, pp. 147–154. In Germ.
22. Lyulin Y., Kreta A., Ouerdane H., Kabov O. Experimental study of the convective motions by the PIV technique within an evaporating liquid layer into the gas flow. *Microgravity Science and Technology*, 2020, vol. 32, no. 2, pp. 203–216.
23. Berdnikov V.S., Gaponov V.A., Grishkov V.A., Likhansky P.M., Markov V.A. Effect of nonstationary thermal gravitation-capillary convection on temperature distribution in a thin vertical wall. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2010, vol. 17, no. 2, pp. 181–191.
24. Berdnikov V.S., Mitin K.A., Kislitsyn S.A. Influence of nonstationary thermal-capillary and gravitational convection on temperature fields in a thin wall. *Scientific Bulletin of Novosibirsk State Technical University*, 2014, no. 4, pp. 131–146. In Rus.
25. Berdnikov V.S., Grishkov V.A., Kovalevskii K.Yu., Markov V.A. Teplovizionnyye issledovaniya laminarno-turbulentnogo perekhoda v reley-benarovsky konveksii [Thermal imaging studies of laminar-turbulent transition in Rayleigh–Benard convection]. *Avtometriya*, 2012, vol. 48, no. 3, pp. 111–120.
26. Samba A., Louahli-Gualous H., Le Masson S., Nörterhäuser D. Two-phase thermosyphon loop for cooling outdoor telecommunication equipments. *Applied Thermal Engineering*, 2013, vol. 5, no. 1, pp. 1351–1360.
27. Samoylov A.G., Volkov V.S. Teplovodyelayayushchie elementy yadernykh reaktorov [Fuel elements of nuclear reactors]. *Atomnaya energiya*, 1959, vol. 6, no. 3, pp. 261–276.
28. Belyanskiy D.A., Igonin V.I., Sinitsyn A.A. Razrabotka energosberegayushchey sistemy kontrolya i otsenki teplosoderzhaniya futervoki promezhutochnogo kovsha na uchastke razogreva stali [Development of an energy-saving system for monitoring and evaluating the heat content of the tundish liner at the steel heating section]. *Tezisy dokladov i soobshcheniy XV Minskogo mezhdunarodnogo foruma po teplo- i massoobmenu* [XV Minsk International Forum on Heat and Mass Transfer. Abstracts of reports and messages]. Minsk, 2016. Vol. 3, pp. 109–111.
29. Deng T., Ran Y., Yin Y., Chen X., Liu P. Multi-objective optimization design of double-layered reverting cooling plate for lithium-ion batteries. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, vol. 143, p. 118580.
30. Khairnasov S.M. The use of heat pipes in thermal control system for electronics: current situation and prospects. *Technology and design in electronic equipment*, 2015, no. 2/3, pp. 19–33. In Rus.
31. Zavidyev V.I., Pechenkin V.I., Kalanchin S.V. Vozmozhnosti primeneniya teplovizionnogo kontrolya dlya diagnostiki tekhnicheskogo sostoyaniya silovykh transformatorov [Possibilities of using thermal imaging control for diagnostics of the technical condition of power transformers]. *Energoekspert*, 2011, no. 6, pp. 64–67.
32. Kim Y.S., Pivovarov B.S. Polymer electrolyte membranes for direct methanol fuel cells. *Advances in fuel cells*, 2007, vol. 1, pp. 187–234.
33. Tyurin Yu.N. Osobennosti rascheta poverkhnosti teploperedachi reaktora periodicheskogo deystviya [Features of calculating the heat transfer surface of a batch reactor]. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2008, no. 3, pp. 98–101.
34. Sovremennoe oborudovanie dlya gazoraspredeletelnykh stantsiy. Podogrevatel gaza s promezhutochnym teplonositelem PGPT-3 [Modern equipment for gas distribution stations. Gas heater with intermediate heat carrier PGPT-3]. *Sfera neftegaz*, 2010, no. 3, pp. 48–49.
35. Ponomarev K., Feoktistov D., Abedtazehabadi A. Aspects of the research methodology of convection, conduction, evaporation and condensation jointly occurring in the thermosyphon. *AIP Conference Proceedings*, 2019, vol. 2135, no. 1, p. 020047.
36. Shankar P.N., Deshpande M.D. On the temperature distribution in liquid–vapor phase change between plane liquid surfaces. *Physics of Fluids A: Fluid Dynamics*, 1990, vol. 2, no. 6, pp. 1030–1038.
37. Trubitsyn V.P. Gravitational differentiation in the regimes from stokes settling to Rayleigh–Taylor flows. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 2019, no. 2, pp. 15–30. In Rus.
38. Abouali O., Ahmadi G. Computer simulations of natural convection of single phase nanofluids in simple enclosures: a critical review. *Applied Thermal Engineering*, 2012, vol. 36, pp. 1–13.
39. Churchill S.W., Chu H.H.S. Correlating equations for laminar and turbulent free convection from a vertical plate. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 1975, vol. 18, no. 11, pp. 1323–1329.
40. Chandrasekhar S. *Hydrodynamic and hydromagnetic stability*. New York, Dover Publications Inc, 1981, 704 p.
41. Garifullin F.A. Vozniknovenie konveksii v gorizontalnykh sloyakh zhidkosti [The occurrence of convection in horizontal layers of liquid]. *Sorosovskiy obrazovatelnyy zhurnal*, 2000, vol. 6, no. 8, pp. 108–114.
42. Gershuni G.Z., Zhuhovitskiy E.M. *Konvektivnaya ustoychivost neszchimaemoy zhidkosti* [Convective stability of an incompressible fluid]. Moscow, Nauka Publ., 1972. 392 p.
43. Eydelman E.D. Konvektivnyye yacheyki: tri priblizheniya teorii opytov Benara [Convective cells: three approximations of Benard's theory of experiments]. *Sorosovskiy obrazovatelnyy zhurnal*, 2000, vol. 6, no. 5, pp. 94–100.
44. Strizhak P.A., Volkov R.S., Misyura S.Y., Lezhnin S.I., Morozov V.S. The role of convection in gas and liquid phases at droplet evaporation. *International Journal of Thermal Sciences*, 2018, vol. 134, pp. 421–439.
45. Plaksina Yu.Yu., Rudenko Yu.K., Pushtaev A.V., Vinnichenko N.A., Uvarov A.V. Onset of convection in near-surface layer of the liquid. *Processes in geomedia*, 2017, no. 3, no. 5, pp. 618–625. In Rus.
46. Liu B., Zhang J. Self-induced cyclic reorganization of free bodies through thermal convection. *Physical review letters*, 2008, vol. 100, no. 24, p. 244501.
47. Najim M., Feddaoui M., Nait Alla A., Charef A., Kabeel A.E. New cooling approach using successive evaporation and condensation of a liquid film inside a vertical mini-channel. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2018, vol. 122, pp. 895–912.

Received: 1 March 2021.

#### Information about the authors

**Dmitry V. Feoktistov**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Konstantin O. Ponomarev**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.276.031.011.43:550.822.3

## ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕГИДРОФИЛЬНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Путилов Иван Сергеевич<sup>1</sup>,  
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Чижов Денис Борисович<sup>1</sup>,  
Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com

Гурбатова Ирина Павловна<sup>1</sup>,  
Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com

Неволин Антон Игоревич<sup>1</sup>,  
Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,  
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3 «А».

**Актуальность** исследования определяется необходимостью учета поверхностных свойств (смачиваемости) при проведении лабораторных исследований на керне, представленном негидрофильными породами-коллекторами. Характер преимущественного типа смачиваемости является важным физико-химическим и геологическим свойством коллектора, влияющим на его фильтрационные свойства, коэффициенты нефтенасыщенности, вытеснения, фазовые проницаемости. Неучет типа смачиваемости в первую очередь может быть одной из причин осложнения разработки, несоответствия добычи нефти степени выработки запасов, снижения темпов отбора нефти. В связи с возросшим объемом исследований по изучению данных пород существует большая потребность в разработке и поиске новых решений, направленных на получение в конечном итоге наиболее достоверных данных.

**Цель:** разработка комплекса специальных петрофизических исследований на образцах керна пород-коллекторов с негидрофильными свойствами.

**Объект:** образцы керна одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Месторождение характеризуется сложной структурой пустотного пространства продуктивных отложений и большим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов в нефти.

**Методы:** подготовка образцов с сохранением природной смачиваемости – «мягкая» экстракция, восстановление поверхностных свойств пород – «старение» керна, метод Амотта–Харви, методика определения относительных фазовых проницаемостей при совместной стационарной фильтрации нефти и воды на образцах с восстановленной смачиваемостью.

**Результаты.** Приведена типизация основных видов смачиваемости по литературным данным, рассмотрен комплекс различных методов подготовки образцов керна к исследованиям; представлены результаты определения параметра смачиваемости на образцах керна, подготовленных различными методами: неэкстрагированные образцы, стандартная экстракция, «мягкая» экстракция, «старение» керна. Построены диаграммы сопоставления параметра смачиваемости и открытой пористости; приведены результаты специальных исследований керна по определению относительных фазовых проницаемостей на образце керна, подготовленного различными методами. Представлены выводы о значительном влиянии методов подготовки образцов керна на результаты петрофизических исследований.

### Ключевые слова:

Смачиваемость, негидрофильный коллектор, методы подготовки, специальные исследования, керн.

### Введение

Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами влияет на многие аспекты поведения пласта, особенно при заводнении и применении методов повышения нефтеотдачи [1, 2]. Неверное предположение о характере смачиваемости пласта может привести к его необратимым повреждениям и осложнению разработки. Перед проведением стандартных и специальных исследований образцы керна проходят процедуру подготовки, обязательным этапом которой является экстракция. Стандартную экстракцию образцов керна проводят в аппаратах Сокслета при нагреве и применении агрессивных растворителей, таких как спиртобензол, толуол, хлороформ и другие, что приводит к изменению поверхностных свойств пород-коллекторов в сторону увеличения гидрофильности [3–5].

Таким образом, на стандартные и специальные исследования керна поступают образцы с искажёнными поверхностными свойствами. Далее полученные результаты используются для подсчета запасов и подготовки проектно-технической документации на разработку месторождений. Такой подход приводит к слишком оптимистичным геологическим запасам, «неожиданным» ранним прорывам воды и снижению технологических и экономических показателей разработки месторождений с гидрофобными коллекторами в целом.

При изучении пород-коллекторов лабораторными методами необходимо учитывать тип пустотного пространства, минералогический состав, физико-химические свойства пластовых флюидов, поверхностные свойства породы (смачиваемость).

Решением вопросов является разработка новых методических подходов, которые дополняют основной комплекс исследований. Основное направление новых методических подходов – это подготовка кернового материала к проведению исследований, обеспечивающая сохранение поверхностных свойств пород.

Особое внимание при изучении керна в лабораторных условиях стоит уделить месторождениям, представленным карбонатными коллекторами [6, 7]. Для таких отложений характерна сложная структура пустотного пространства пород (наличие пор, трещин, каверн), разнообразный минералогический состав, повышенное содержание смол, парафинов, асфальтенов в пластовой нефти [8–10]. Как правило, именно такие породы обладают негидрофильными свойствами, на что также обращают свое внимание Т.Ф. Дьяконова и др. [11, 12]. Стоит отметить, что месторождения с негидрофильными коллекторами достаточно широко распространены на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

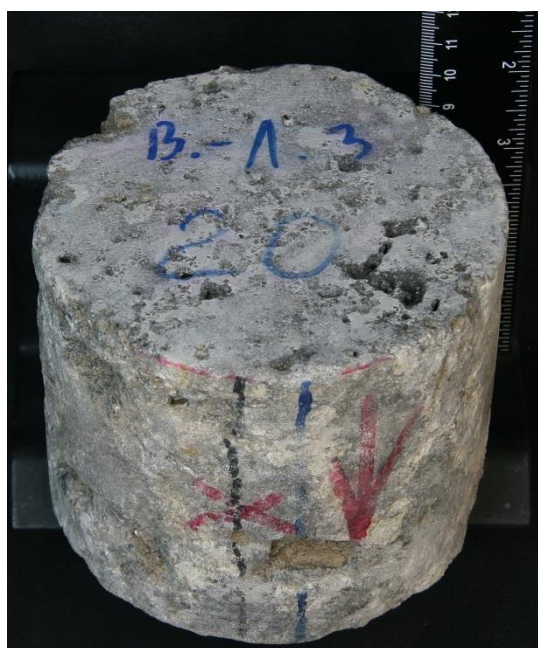
Целью данного научного исследования являлась разработка комплекса специальных петрофизических исследований керна пород-коллекторов, характеризующихся негидрофильными поверхностными свойствами. Для разработки данного комплекса был проведен всесторонний анализ результатов лабораторных экспериментов на образцах керна по следующим видам работ:

- 1) подготовка образцов керна различными методами;
- 2) определение поверхностных свойств (смачиваемости) пород;
- 3) определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

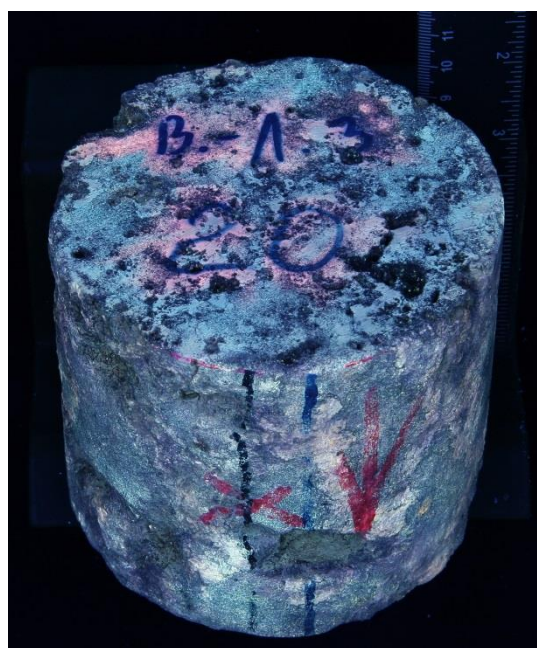
#### Характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования было выбрано одно из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Продуктивные пласты объекта исследования представлены девонскими отложениями, сложенными микробиальными доломитизированными известняками.

Процессами, оказавшими наибольшее влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) рассматриваемых пород, являются: окремнение, перекристаллизация, кальцитизация, доломитизация и выщелачивание. Фильтрация флюидов происходит по порам, кавернам, трещинам и стилолитам. Процесс стилолитизации и трещинообразования является общим для всего изучаемого разреза. Породы данного месторождения можно отнести к коллекторам сложного типа: порово-трещинного и каверново-порового типа, осложненных трещиноватостью. Сложность типа коллектора также подтверждается сопоставлением результатов определения ФЕС на образцах керна различного размера, которые свидетельствуют о влиянии масштабных эффектов на результаты исследований (табл. 1). Как следствие, в случае проведения специальных исследований (коэффициент вытеснения, фазовые проницаемости) образцы стандартного размера не являются представительными для данного типа коллектора, так как при изготовлении стандартных образцов нарушается связанность поровых каналов, а размеры каверн сопоставимы с размерами стандартного образца. Таким образом, породы изучаемого месторождения обладают значительной неоднородностью, что непременно оказывает влияние на тип смачиваемости. Ниже представлены фотографии образцов полноразмерного керна, характеризующие сложную структуру пустотного пространства исследуемого месторождения (рис. 1).



а/а



б/б

Рис. 1. Фотографии керна исследуемого месторождения в белом (а) и УФ-свете (б)

Fig. 1. Photographs of the core of the studied field in white (a) and UV light (c)

**Таблица 1.** Фильтрационно-емкостные свойства образцов ядра различного размера

**Table 1.** Reservoir properties of core samples of various sizes

Показатель Index	Образец Sample	Мин. Min	Макс. Max	Среднее значение Mean
Открытая пористость, % Porosity, %	Цилиндры Ø 30 Cylinder Ø 30	3,71	15,22	9,55
	Цилиндры Ø 38 Cylinder Ø 38	6,32	15,33	9,93
	Полноразмерный ядро Ø 110 Full-size core Ø 110	7,71	17,21	12,26
Проницаемость горизонтальная, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> Permeability, $\text{mcm}^2 \cdot 10^{-3}$	Цилиндры Ø 30 Cylinder Ø 30	0,001	7513,68	8,41
	Цилиндры Ø 38 Cylinder Ø 38	0,25	2771,79	23,65
	Полноразмерный ядро Ø 110 Full-size core Ø 110	135,37	6032,91	526,49

Примечание: для проницаемости посчитано среднее геометрическое значение.

Note: geometric mean is calculated for permeability.

Необходимо отметить, что нефть изучаемого месторождения включает в себя значительное содержание смолисто-асфальтеновых компонентов. В табл. 2 приведены результаты исследования глубинных проб нефти.

**Таблица 2.** Среднее процентное содержание компонентного состава нефти

**Table 2.** Average percentage of oil component composition

Содержание, % мас/Content, % wt.				
сера sulfur	смолы силикагелевые silica gel resins	асфальтены asphaltenes	парафины paraffins	сероводород hydrogen sulfide
0,42	3,59	0,44	4,65	0,042

#### Типы смачиваемости

Для понимания сложности сформированной системы «пластовый флюид – порода» в естественных условиях залегания пласта дана краткая характеристика поверхностных свойств породы для известных в настоящее время типов смачиваемости. Согласно литературным источникам выделяют два типа смачиваемости: гомогенную и гетерогенную.

Под *гомогенной смачиваемостью* подразумевается равномерная способность породы к смачиванию водой или нефтью. При предпочтительном смачивании нефтью порода характеризуется гидрофобными поверхностными свойствами, водой – гидрофильными свойствами. Также возможна нейтральная смачиваемость, если порода не оказывает предпочтение к смачиванию нефтью или водой. Необходимо отметить, что гомогенный тип смачиваемости характерен только для однородных по своим физико-химическим свойствам системам. В большинстве случаев нефтяные пласты обладают неоднородностью и изменчивостью физико-химических свойств, как слагающих породу-коллектор минералов, так и насыщающих флюидов. Отличия в смачивании водой или нефтью раз-

личных участков поверхности пустотного пространства пород свидетельствуют о *гетерогенном* (неоднородном) типе смачиваемости. Различают несколько типов гетерогенной смачиваемости.

*Избирательная (пятнистая) смачиваемость* означает, что отдельные, не связанные друг с другом участки в пределах одной и той же породы являются сильно гидрофобными, тогда как остальная ее часть – сильно гидрофильной. Избирательная смачиваемость имеет место, когда матрица породы сложена несколькими минералами, имеющими резко различающиеся химические свойства, что приводит к вариациям смачиваемости на поверхности пор. В породах со *смешанной смачиваемостью* нефть формирует непрерывные пути преимущественно в более крупных порах, а вода – в более мелких порах. Н.Н. Михайлов ввел понятие *микроструктурной смачиваемости* как характеристики микроуровня пласта, участки с различной смачиваемостью приурочены к микроструктурным неоднородностям пласта [13].

Типизация основных видов смачиваемости приведена в табл. 3.

**Таблица 3.** Типизация смачиваемости

**Table 3.** Wettability typification

Гомогенная/Homogeneous	Гетерогенная/Heterogeneous
Гидрофильная/Hydrophilic	Избирательная/Electoral
Гидрофобная/Hydrophobic	Смешанная/Mixed
Нейтральная/Neutral	Микроструктурная/Microstructural

#### Методы исследования

##### Стандартная экстракция образцов ядра

Стандартную экстракцию образцов ядра проводят согласно ГОСТ 26450.0-85 [14]. Для проведения стандартной экстракции отдельные цилиндрические образцы, высверленные из ядра, помещают в аппараты Сокслета. В аппарат заливают органические растворители, подобранные экспериментальным путем. В качестве растворителей можно применять: спиртобензольную смесь, бензол, толуол, четыреххлористый углерод, петролейный эфир и другие. Нагретый до температуры кипения растворитель или смесь растворителей многократно проходит цикл конденсации и выпадения в экстрактор с образцами. Об окончании процесса экстракции можно судить по отсутствию окраски растворителя в экстракторе с образцами ядра. Продолжительность стандартной экстракции варьируется от нескольких дней до нескольких недель. Как было указано ранее, поверхностные свойства образцов горных пород, подготовленных стандартным методом, могут быть подвергнуты значительным изменениям.

Согласно государственным и отраслевым стандартам экстракция является обязательным этапом подготовки перед стандартным комплексом исследований.

##### «Мягкая» экстракция образцов ядра

Для сохранения поверхностных свойств пород разработан метод «мягкой экстракции». В литературе упоминается также метод «щадящей» экстракции [15–17].



Сущность метода заключается в проточной промывке образцов керн в кернодержателе фильтрационной установки. Промывка осуществляется последовательной прокачкой через образец керн керосина и гептана (или гексана) до отсутствия изменения цвета на выходе из образца для очистки от углеводородов, с последующим вытеснением гептана моделью пластовой воды при комнатной температуре. Образцы керн постоянно насыщены растворителем, отсутствуют циклы испарения и влияние температуры.

Сравнение фильтрационно-емкостных свойств пород после проведения стандартной экстракции и после «мягкой экстракции» на значительном фонде образцов разного литологического состава по разным

месторождениям показало изменение (снижение)  $K_p$  после «мягкой» экстракции на 0,5 % абс. по сравнению со стандартной экстракцией и изменение (снижение)  $K_{pr}$  менее чем на 10 %, что лежит в пределах погрешностей измерения параметров.

Для проведения исследований по очистке керн по методике «мягкой» экстракции применяются специальные установки проточной очистки керн [18]. Однако на практике чаще всего вместо проточного экстрактора используют фильтрационные установки (рис. 2). Применение фильтрационных установок обусловлено тем, что подготовка образцов по методике «мягкой» экстракции является недостаточно распространенной.



Рис. 2. Типовая фильтрационная установка

Fig. 2. Typical filtration plant

Неэкстрагированные образцы керн монтируются в кернодержатель фильтрационной установки, и создается давление обжима без температурного нагрева. Через образцы керн осуществляется фильтрация керосина до полной очистки от углеводородов, которая контролируется по изменению цвета растворителя на выходе из образца.

Затем для вытеснения керосина из порового пространства породы производится фильтрация гептана (или гексана). Далее гептан (или гексан) вытесняется водой в количестве не менее трех поровых объемов образца для очистки от солей. Допускается применение дистиллированной воды или низкоминерализованного водного раствора в случае присутствия в породе глинистых минералов.

#### «Старение» керн

Для восстановления поверхностных свойств разработан метод «старения» керн, который является более изученным и распространенным по сравнению с методом «мягкой» экстракции. Описание метода ча-

сто встречается в отечественных и зарубежных научных работах [19–23]. Во многих статьях метод «старения» уже рассматривался как метод, который позволяет восстановить поверхностные свойства пород после стандартной экстракции [24–26]. Однако у исследователей на данный момент нет однозначного мнения, сколько времени необходимо «состаривать» керн до восстановления исходной смачиваемости. Например, в работе [27] изменение характеристик смачивания нефтью происходило до 40 дней и более. Авторами работы [28] выдержка образцов керн производилась на протяжении 2-х недель. Отечественные специалисты также определяют достаточно широкий диапазон по времени выдержки образцов керн, который варьируется от 2-х недель до 2 месяцев. Очевидно, что данный временной критерий не является постоянным и будет зависеть от множества факторов, в том числе от физико-химических свойств самой нефти, минерального состава породы-коллектора, термобарических условий продуктивных отложений и др.

Ниже приведена методика проведения процедуры «старения», разработанная специалистами «ПермНИПИнефть».

«Старение» образцов керн проводится на фильтрационной установке с созданием термобарических условий.

Перед проведением процедуры «старения» керн образцы экстрагируются согласно стандартной методике экстракции, производятся замеры ФЕС. В насыщенных пластовой водой образцах керн создается начальная нефтенасыщенность путем прокачки через них модели нефти в прямом и обратном направлении до полного выхода свободной воды из образца, но не менее трех объемов пор образца в каждом направлении. Контроль и фиксация объема вытесненной воды осуществляется с помощью мерной бюретки, уста-

новленной на выходе из кернодержателя после блока противодействия.

Далее производится выдержка образцов при пластовых термобарических условиях с периодической прокачкой свежей порции модели нефти в прямом и обратном направлении в количестве не менее одного объема пор образца в каждом направлении. При прокачке фиксируется объем вытесненной воды. После каждой прокачки нефти определяется удельное электрическое сопротивление (УЭС). Стабилизация УЭС является индикатором продолжительности процесса «старения». Результаты лабораторных исследований показывают, что в среднем время выдержки занимает от 10 до 20 суток (рис. 3). Увеличение продолжительности процесса «старения» не приводит к значительным изменениям УЭС.

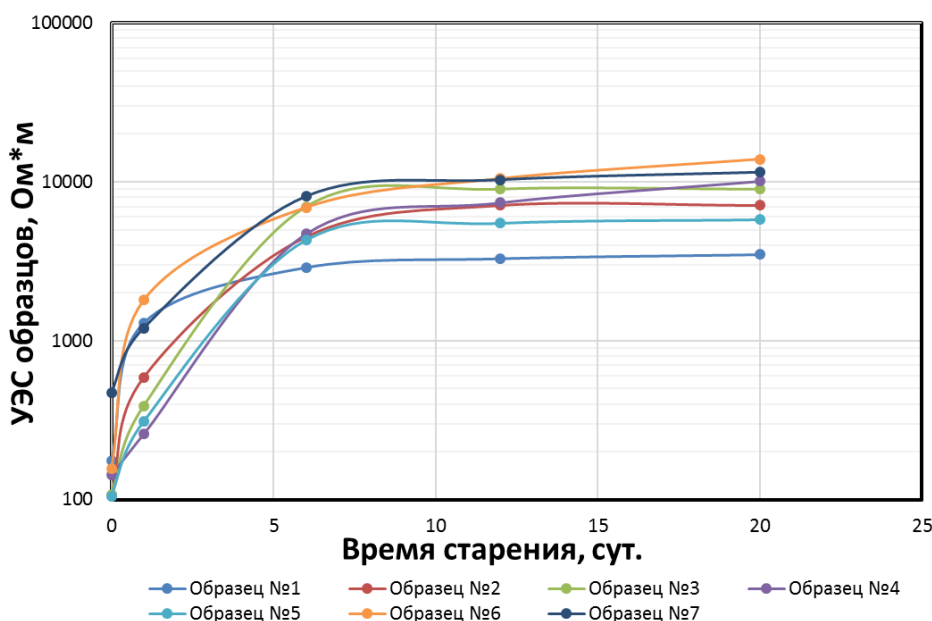


Рис. 3. Зависимость удельного электрического сопротивления от продолжительности «старения» для одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Fig. 3. Dependence of electrical resistivity on the duration of «aging» for one of the fields in the Timan-Pechersk oil and gas province

Определение поверхностных свойств (смачиваемости) пород

Для оценки влияния различных методов подготовки образцов на изменение поверхностных свойств породы была определена смачиваемость при различных этапах подготовки. Смачиваемость породы определялась по методу Амотта–Харви.

Метод Амотта–Харви основан на самопроизвольном впитывании флюида керном и принудительном вытеснении нефти и воды из него. С помощью этого эксперимента измеряется средняя смачиваемость породы-коллектора.

Методика включает поэтапное выполнение следующих пяти операций:

- испытание начинают при начальной нефтенасыщенности;
- кern погружают в воду на 20 часов и регистрируют количество нефти, вытесненной благодаря самопроизвольному впитыванию воды ( $V_{osp}$ );

- нефть вытесняют водой до достижения остаточной нефтенасыщенности и регистрируют суммарное количество нефти ( $V_{ot}$ ), полученной в результате впитывания воды образцом и принудительного вытеснения нефти;
- кern погружают в нефть на 20 часов и регистрируют объем вытесненной воды, если это происходит за счет самопроизвольного впитывания нефти ( $V_{wsp}$ );
- воду, оставшуюся в керне, вытесняют нефтью до достижения остаточной водонасыщенности, и регистрируют суммарное количество воды ( $V_{wt}$ ), полученной за счет впитывания нефти образцом и принудительного вытеснения воды.

Показатель смачиваемости Амотта–Харви (I) выражается в виде относительного параметра, определяемого следующим образом: из отношения объемов нефти, вытесненной водой, вычитают отношение объемов воды, вытесненной нефтью:

$$I = V_{\text{osp}}/V_{\text{от}} - V_{\text{wsp}}/V_{\text{wt}}$$

Показатель смачиваемости Амотта изменяется от +1 для бесконечно гидрофильных пород до -1 для бесконечно гидрофобных пород, нулевое значение представляет нейтральную смачиваемость.

Метод Амотта–Харви чувствителен к гетерогенному типу смачиваемости. В некоторых системах с фракционной или смешанной смачиваемостью оба флюида (вода и нефть) будут свободно впитываться. В этом случае показатели смачиваемости будут иметь положительные значения как при вытеснении нефти водой, так и при вытеснении воды нефтью, указывая на то, что система имеет не единообразную смачиваемость [29].

Для проведения исследований по определению смачиваемости были отобраны образцы зерна стандартного размера (30\*30 мм). Определение смачиваемости производилось при 4 этапах подготовки образцов зерна:

- 1) неэкстрагированные образцы зерна;
- 2) по методике стандартной экстракции;
- 3) по методике «мягкой» экстракции;
- 4) по методике «старения» зерна.

#### Специальные исследования зерна

Специальные исследования зерна включали в себя определение ОФП согласно отраслевому стандарту 39-235-89 [30] и были выполнены последовательно на одном образце полноразмерного зерна (67\*67 мм), подготовленного различными методами [31]. Абсолютная газопроницаемость образца составила 69,65 мД, коэффициент открытой пористости составил 6,01 %, объем пор 51,41 см<sup>3</sup>.

#### Результаты исследования

Определение поверхностных свойств (смачиваемости) пород

На основании полученных результатов были построены диаграммы по сопоставлению параметра

смачиваемости образцов зерна в зависимости от метода подготовки (рис. 4, 5). Результаты определения смачиваемости по Амотту–Харви также приведены в табл. 4.

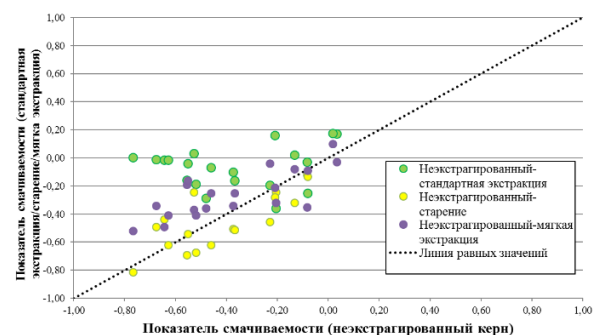


Рис. 4. Диаграмма сопоставления показателя смачиваемости образцов с различной подготовкой зерна

Fig. 4. Diagram of comparison of the wettability index of samples with different core preparation

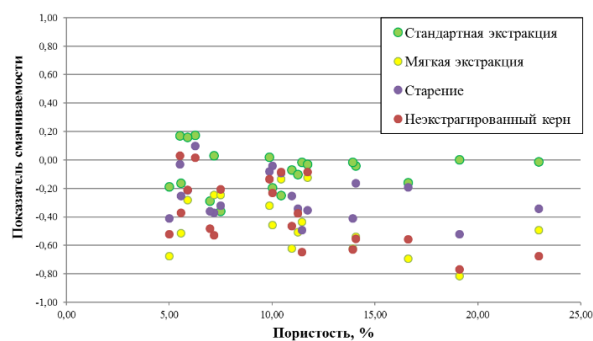


Рис. 5. Диаграмма сопоставления показателей смачиваемости и пористости для образцов с различным типом подготовки

Fig. 5. Diagram of comparison of indicators of wettability and porosity for samples with different types of preparation

Таблица 4. Значения параметров смачиваемости

Table 4. Wettability parameter values

Подготовка образцов Sample preparation	Смачиваемость нефтью Oil wettability		Смачиваемость водой Water wettability		Смачиваемость по Амотту–Харви Amott–Harvey wettability	
	min–max	среднее	min–max	среднее	min–max	среднее
До экстракции Before extraction	0,04–0,82	0,40	0,01–0,86	0,24	–0,77 – +0,58	–0,16
Стандартная экстракция Standard extraction	0,01–0,76	0,24	0,01–0,71	0,32	–0,36 – +0,60	+0,08
«Мягкая» экстракция «Mild» extraction	0,05–0,84	0,55	0,05–0,29	0,13	–0,49 – –0,03	–0,26
«Старение» зерна Core «aging»	0,01–0,90	0,62	0,01–0,36	0,19	–0,81 – +0,18	–0,43

До экстракции индексы Амотта имеют положительные значения как при вытеснении нефти водой, так и при вытеснении воды нефтью, указывая на то, что система имеет гетерогенный тип смачиваемости. Учитывая сложную структуру пустотного пространства и преобладание зон повышенной гидрофобности (смачиваемость нефтью выше, чем смачиваемость водой), можно сделать заключение, что изученные породы обладают смешанной сма-

чиваемостью – малые поры гидрофильны, гидрофобные участки образуют непрерывные пути в крупных порах и кавернах. После стандартной экстракции смачиваемость нефтью снижается, смачиваемость водой возрастает.

Показатели смачиваемости на образцах зерна, подготовленных по методике «мягкой» экстракции, и с помощью «старения», находятся близко к показателям до экстракции.

#### Специальные исследования керна

Согласно концепции фазовых проницаемостей, качественную оценку характера смачиваемости породы можно сделать по результатам определения ОФП для систем вода–нефть [32]. В случае гидрофильного коллектора кривые ОФП на графике смещены в сторону увеличения водонасыщенности и уменьшения фазовой проницаемости по воде, т. е. вправо и вниз. Результаты определения ОФП на керне, подготовленном различными методами, представлены на графике (рис. 6).

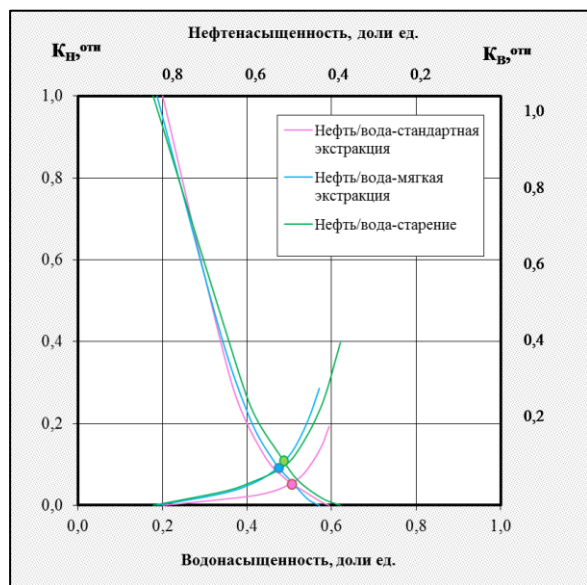


Рис. 6. График сопоставления фазовых проницаемостей в зависимости от метода подготовки

Fig. 6. Graph of comparison of phase permeabilities depending on the preparation method

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. «Петрофизика (Физика горных пород). – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
2. Кобранова В.Н. Петрофизика. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
3. Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа / Н.Н. Михайлов, И.П. Гурбатова, К.А. Моторова, Л.С. Сечина // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 80–85.
4. Экстракция и старение карбонатного керна Девонских отложений на микроскопическом масштабе / К.М. Ковалев, А.Ю. Рашковский, М.М. Хайруллин, П.А. Гришин, В.Я. Шкловер, Н.А. Артемов, И.Г. Марясов // SPE-191659. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2018. – С. 1–16.
5. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрофизическими методами / под ред. В.И. Горояна. – М.: ВНИГНИ 1978. – 212 с.
6. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И.П. Гурбатова, Д.В. Глушков, П.Н. Рехачев, С.В. Мелехин, Н.А. Попов. – Пермь: Астер, 2017. – 264 с.
7. Yoneyashi H., Uetany T., Kaido H. Technical research center higher-resolution monitoring of saturation distribution in carbonate plug core by micro computed tomography technology – proper core restoration for EOR laboratory experiments INPEX // SPE-190366, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – Muscat, Oman, 2018. – P. 1–15.
8. Митрофанов В.П., Злобин А.А. Остаточная нефтенасыщенность и особенности порового пространства карбонатных пород. – Пермь: ООО «ПермНИПИнефть», 2003. – 240 с.
9. Киркинская В.Н., Сметов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
10. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РГУ, 1999 (II). – 285 с.
11. Идентификация гидрофобности пород в различных геологических условиях по комплексу керна и ГИС / Т.Ф. Дьяконова, И.П. Гурбатова, Л.К. Бата, Ю.С. Осипова // 6-я научно-практическая конференция «Тюмень 2019» совместно со студенческой конференцией Geonature 2019. – Тюмень, 2019. – С. 1–5.
12. О влиянии различных реагентов на смачиваемость гидрофобных пород / О.С. Сотников, М.М. Ремеев, Д.В. Нуриев, М.Р. Хисаметдинов, К.М. Мусин, Р.К. Хайртдинов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 19–23.
13. Моторова К.А. Микроструктурная смачиваемость коллекторов нефти и газа: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2017. – 167 с.
14. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 4 с.
15. Подходы к получению петрофизических данных на керне гидрофобных карбонатных пластов на примере месторождений Центрально-Хоравейского поднятия / К.М. Ковалев, Г.Д. Федорченко, Г.А. Фурсов, П.А. Гришин, М.В. Колесников, А.Д. Курочкин, А.С. Левченко, Б.К. Габсия // Нефтяное хозяйство – 2018. – № 10. – С. 32–35.

На основании графика ОФП можно сделать вывод о значительной гидрофилизации породы после проведения стандартной экстракции. В свою очередь смещение графиков ОФП при «мягкой» экстракции и «старении» свидетельствует о гидрофобности породы.

#### Выводы

1. Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов установлено наличие неоднородного, гетерогенного типа смачиваемости, когда отдельные участки в пределах одной и той же породы являются гидрофобными, тогда как остальная ее часть преимущественно гидрофильная.
2. Стандартная экстракция приводит к неконтролируемому изменению поверхностных свойств пород. Степень изменения смачиваемости зависит от ряда факторов: структура пустотного пространства, свойства пластовых флюидов, минеральный состав породы и др., индивидуальных для каждого месторождения, которые трудно учесть теоретически. Метод подготовки образцов с использованием «мягкой» экстракции позволяет максимально сохранить поверхностные свойства пород.
3. Для проведения физико-гидродинамических исследований на керн кардинально важным является перевод образцов с неизвестной смачиваемостью, получаемой после стандартной экстракции при подготовке к исследованиям, до состояния поверхности, максимально приближенной к природной смачиваемости, полученной в результате восстановления поверхностных свойств.
4. Методика восстановления поверхностных свойств – «старения» керна, требует дальнейшей апробации для пород-коллекторов с различным типом смачиваемости.

16. Габсия Б.К. Характерные особенности методов, применяемых при определении смачиваемости пород-коллекторов нефтяных и газовых месторождений (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство – 2017. – № 1. – С. 32–36.
17. Barro J., Blanc Ph. Efficiency of cleaning techniques for oil and ester based muds on unconsolidation and tight sands // SCA 2003-04, International Symposium of the Society of Core Analysts. – Pau, France, 2003. – P. 1–13.
18. McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. Core analysis: a best practice guide. – Amsterdam, Netherlands: Elsevier Publ., 2015. – 829 p.
19. Aged carbonate cores wettability verification / K. Kovalev, A. Fomkin, P. Grishin., A. Kurochkin, M. Kolesnikov, A. Levchenko, I. Afanasiev, G. Fedorchenko // SPE-182064. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Moscow, 2016. – P. 1–18.
20. Cuies L.E. Restoration of the natural state of core samples // SPE 5634, paper for the 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – Dallas, Texas, 1975. – P. 1–23.
21. Wettability alteration by brine salinity and temperature in reservoir cores / Talal Al-Aulaqi, Q. Fisher, C. Grattoni, S.M. Al-Hinai // SPE-168652, Saudi Arabia section Annual Technical Symposium and Exhibition. – Khobar, Saudi Arabia, 2013. – P. 1–32.
22. Restoration of reservoir cores to reduced reservoir conditions for chemical EOR studies: impact on mineralogy, pore structure and rocks / V. Guillon, E. Kohler, N. Wartenberg, D. Rousseau // SPE-185758, SPE Europe feature at 79th EAGE Conference and Exhibition. – Paris, 2017. – P. 1–22.
23. Cuies L.E. Restoration of the natural state of core samples // SPE 5634. – Dallas, Texas: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc., 1975. – P. 1–23.
24. Wendel D.J., Anderson W.G., Meyers J.D. Restored-state core analysis for the Hutton reservoir // SPE 14298 Annual Technical Conference and Exhibition. – Las Vegas, 1985. – P. 509–517.
25. Gant P.L., Anderson W.G. Core cleaning for restoration of native wettability // SPE 14875. – 1985. – P. 131–138.
26. Kennaird T. Residual oil saturations determined by core analysis // SPE 17686 7th Offshore South East Asia Conference. – Singapore, 1988. – P. 636–646.
27. Sripal E., James L.A. Application of an optimization method for the restoration of core samples for seal experiments // SCA2017-029, P. II. International of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1–14.
28. Hopkins P., Puntervold T., Strand S. Preserving initial core wettability during core restoration of carbonate cores // SCA2015-017, International Symposium of the Society of Core Analysts. – Canada, 2015. – P. 1–12.
29. Tiab D., Donaldson C.E. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. – Burlington: Elsevier Publ., 2004. – 881 p.
30. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. – 15 с.
31. Белозеров И.П., Юрьев А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна // Молодая нефть: сб. статей. Всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 5 с.
32. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин, А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов, В.Н. Черноглазов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 52 с.

Поступила 10.03.2020 г.

#### Информация об авторах

**Путилов И.С.**, доктор технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

**Чижов Д.Б.**, начальник управления специальных исследований керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

**Гурбатова И.П.**, кандидат технических наук, главный специалист Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

**Неволин А.И.**, начальник отдела физико-гидродинамических исследований Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

UDC 622.276.031.011.43:550.822.3

## SPECIFIC FEATURES OF LABORATORY STUDIES OF NON-HYDROPHILIC ROCKS-RESERVOIRS

**Ivan S. Putilov<sup>1</sup>,**  
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

**Denis B. Chizhov<sup>1</sup>,**  
Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com

**Irina P. Gurbatova<sup>1</sup>,**  
Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com

**Anton I. Nevolin<sup>1</sup>,**  
Anton.Nevolin@pnn.lukoil.com

<sup>1</sup> PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC,  
3 «A», Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

*The relevance of the research is determined by the need to take into account the surface properties (wettability) when conducting laboratory studies on the core represented by non-hydrophilic reservoir rocks. In relation to the increased volume of research on the study of these rocks, there is a great need to develop and search for new solutions aimed at ultimately obtaining the most reliable data.*

*The main aim of the research is to develop a complex of special petrophysical studies on core samples of reservoir rocks with non-hydrophilic properties.*

**Object:** core samples from one of the fields of the Timan-Pechersk oil and gas province. The field is characterized by a complex structure of the hollow space of deposits and a large amount of resinous-asphaltene components in oil.

**Results.** The authors have carried out the typification of the main kinds of wettability described in the literature. The paper considers the complex of different methods for preparing core samples for research and describes the method for determining the wettability parameter on core samples by the Amott-Harvey method. The results of determining the wettability parameter on core samples prepared by different methods: non-extracted samples, standard extraction, «mild» extraction, «aging» of the core are shown. The authors built the diagrams of comparison of the wettability parameter on core samples depending on the preparation method and open porosity. The paper introduces the results of special studies of the core to determine the relative phase permeabilities on the core sample prepared by various methods with the construction of a comparison graph. The conclusions about the significant influence of the methods of preparing core samples during laboratory research are presented.

### Key words:

Wettability, non-hydrophilic reservoir, preparation methods, special studies, core.

### REFERENCES

- Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika (Fizika gornyykh porod)* [Petrophysics (Physics of Rocks)]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ., 2004. 368 p.
- Kobranova V.N. *Petrofizika* [Petrophysics]. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow, Nedra Publ., 1986. 392 p.
- Mikhailov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. New representations of wettability of oil and gas reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 7, pp. 80–85. In Rus.
- Kovalev K.M., Rashkovsky A.Yu., Khairullin M.M., Grishin P.A., Shklover V.Ya., Artemov N.A., Maryasev I.G. Ekstraktsiya i starenie karbonatnogo kerna Devonskikh otlozheniy na mikroskopicheskom masshtabe [Core cleaning and aging effects of Devonian carbonate core at micro scale]. *Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya i vystavka* [SPE-191659, SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition]. Moscow, 2018. pp. 1–15.
- Metodicheskie rekomendatsii po issledovaniyu porod-kollektorov nefii i gaza fizicheskimi i petrofizicheskimi metodami* [Guidelines for studying oil and gas reservoir rocks by physical and petrophysical methods]. Ed. by V.I. Goroyan. Moscow, VNIGNI Publ., 1978. 212 p.
- Gurbatova I.P., Glushkov D.V., Rekhachev P.N., Melekhin S.V., Popov N.A. *Osobennosti izucheniya karbonatnykh porod-kollektorov laboratornymi metodami* [Features of the study of carbonate reservoir rocks by laboratory methods]. Perm, Branch of LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in Perm Publ., 2017. 264 p.
- Yonebyashi H., Uetany T., Kaido H. INPEX. Technical research center higher-resolution monitoring of saturation distribution in carbonate plug core by micro computed tomography technology – proper core restoration for EOR laboratory experiments. *SPE-190366, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman, 2018. pp. 1–15.
- Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. *Ostatochnaya neftenasyschennost i osobennosti porovogo prostranstva karbonatnykh porod* [Residual oil saturation and features of the pore space of carbonate rocks]. Perm, PermNIPIneft in Perm Publ., 2003. 240 p.
- Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M. *Karbonatnye porody-kollektory nefii i gaza* [Carbonate rocks-oil and gas reservoirs]. Leningrad, Nedra Publ., 1981. 255 p.
- Bagrintseva K.I. *Usloviya formirovaniya i svoystva karbonatnykh kollektorov nefii i gaza* [Formation conditions and properties of carbonate oil and gas reservoirs]. Moscow, RGGU Publ., 1999 (II). 285 p.
- Dyakonova T.F., Gurbatova I.P., Bata L.K., Osipova Yu.S. Identifikatsiya gidrofobnosti porod v razlichnykh geologicheskikh usloviyakh po kompleksu kerna i GIS [Identification of hydrophobic rocks in different geological conditions by core and log]. *6-ya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Tyumen'2019» sovmestno so studencheskoy konferentsiyey Geonature 2019* [6-th scientific and practical conference «Tyumen 2019» in conjunction with the student conference Geonature 2019]. Tyumen, 2019. pp. 1–5.
- Sotnikov O.S., Remeyev M.M., Nuriyev D.V., Khisametdinov M.R., Musin K.M., Khayrtidinov R.K. Effects of various chemical agents on wettability of oil-wet carbonate rocks. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 7, pp. 19–23. In Rus.
- Motorova K.A. *Mikrostrukturnaya smachivayemost kollektorov nefii i gaza*. Avtiferat Dis. Kand. nauk [Microstructural wettabil-

- ity of oil and gas reservoirs. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2017. 167 p.
14. GOST 26450.0-85. *Porody gornye. Obshchie trebovaniya k otboru i podgotovke prob dlya opredeleniya kollektorskikh svoystv* [State Standard 26450.0-85. Mountain rocks. General requirements for sampling and preparation of samples for determining reservoir properties]. Moscow, Publishing house of standards, 1985. 4 p.
  15. Kovalev K.M., Fedorchenko G.D., Fursov G.A., Grishin P.A., Kolesnikov M.V., Kurochkin A.D., Levchenko A.S., Gabsiya B.K. Approaches to carbonate core data acquisition. Case study: hydrophobic reservoir of Central Khoreiver Uplift oilfields. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2018, no. 10, pp. 32–35. In Rus.
  16. Gabsiya B.K. Peculiarities in formation wettability evaluation techniques. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 1, pp. 32–36. In Rus.
  17. Barro J., Blanc Ph. Efficiency of cleaning techniques for oil and ester based muds on unconsolidation and tight sands. *SCA 2003-04, International Symposium of the Society of Core Analysts*. Pau, France, 2003. pp. 1–13.
  18. McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. *Core analysis: a best practice guide*. Amsterdam, Netherlands, Elsevier Publ., 2015. 829 p.
  19. Kovalev K., Fomkin A., Grishin P., Kurochkin A., Kolesnikov M., Levchenko A., Afanasiev I., Fedorchenko G.. Aged carbonate cores wettability verification. *SPE-182064, SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, 2016. pp. 1–18.
  20. Cuies L.E. Restoration of the natural state of core samples. *SPE 5634, paper for the 50<sup>th</sup> Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Dallas, Texas, 1975. pp. 1–23.
  21. Talal Al-Aulaqi, Fisher Q., Grattoni C., Al-Hinai S.M. Wettability alteration by brine salinity and temperature in reservoir cores. *SPE-168652, Saudi Arabia section Annual Technical Symposium and Exhibition*. Khobar, Saudi Arabia, 2013. pp. 1–32.
  22. Guillon V., Kohler E., Wartenberg N., Rousseau D. Restoration of reservoir cores to reduced reservoir conditions for chemical EOR studies: impact on mineralogy, pore structure and rocks. *SPE-185758, SPE Europe feature at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition*. Paris, 2017. pp. 1–22.
  23. Cuiec L.E. Restoration of the natural state of core samples. *SPE 5634*. Dallas, Texas. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc. 1975. pp. 1–23.
  24. Wendel D.J., Anderson W.G., Meyers J.D. Restored-state core analysis for the Hutton reservoir. *SPE 14298 Annual Technical Conference and Exhibition*. Las Vegas, 1985. pp. 509–517.
  25. Gant P.L., Anderson W.G. Core cleaning for restoration of native wettability. *SPE 14875*, 1985. pp. 131–138.
  26. Kennaird T. Residual oil saturations determined by core analysis. *SPE 17686 7<sup>th</sup> Offshore South East Asia Conference*. Singapore, 1988. pp. 636–646.
  27. Sripal E., James L.A. Application of an optimization method for the restoration of core samples for scal experiments. *SCA2017-029, P. II. International of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, 2017. pp. 1–14.
  28. Hopkins P., Puntervold T., Strand S. Preserving initial core wettability during core restoration of carbonate cores. *SCA2015-017, International Symposium of the Society of Core Analysts*. Canada, 2015. pp. 1–12.
  29. Tiab D., Donaldson C.E. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2<sup>nd</sup> ed. Burlington, Elsevier Publ., 2004. 881 p.
  30. OST 39-235-89. *Neft. Metod opredeleniya fazovykh pronitsayemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy stacionarnoy filtratsii* [Oil. Method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration]. Moscow, HOZU Minneftprom, 1989. 15 p.
  31. Belozarov I.P., Yuryev A.V. Opredelenie otnositelnykh fazovykh pronitsayemostey na obraztsakh polnorazmenogo kerna [Determination of relative phase permeabilities on samples of full-size core]. *Molodaya neft. Sbornik statey Vserossiyskoy molodezhnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii neftegazovoy otrasli* [Young oil. Sat. articles. All-Russian youth scientific and technical conference on oil and gas industry]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2014. 5 p.
  32. Dobrynin V.M., Kovalev A.G., Kuznetsov A.M., Chernoglazov V.N. *Fazovye pronitsayemosti kollektorov nefii i gaza* [Phase permeability of oil and gas reservoirs]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1988. 52 p.

Received: 10 March 2021.

#### Information about the authors

**Ivan S. Putilov**, Dr. Sc., deputy director, branch for scientific work in the field of geology of the PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC.

**Denis B. Chizhov**, head of the department of Special Studies of Core and Reservoir Fluids, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC.

**Irina P. Gurbatova**, Cand. Sc., chief specialist, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC.

**Anton I. Nevolin**, head of the department of Physical and Hydrodynamic Research, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC.

УДК 628.477.6

## УТИЛИЗАЦИЯ ОТРАБОТАННОЙ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ В СОСТАВЕ АСФАЛЬТОБЕТОННЫХ ПОКРЫТИЙ

Дюрягина Антонина Николаевна<sup>1</sup>,  
adyuryagina@inbox.ru

Бызова Юлия Сергеевна<sup>1</sup>,  
yuliyabyzovva@gmail.com

Островной Кирилл Александрович<sup>1</sup>,  
kostrovnoy@mail.ru

Тюканько Виталий Юрьевич<sup>2</sup>,  
vetal3333@mail.ru

<sup>1</sup> НАО Северо-Казахстанский университет им. М. Козыбаева,  
Казахстан, 150000, г. Петропавловск, ул. Пушкина, 86.

<sup>2</sup> ТОО «AVAGRO»,  
Республика Казахстан, 150000, г. Петропавловск, ул. Новая, 122.

**Актуальность** настоящего исследования продиктована необходимостью решений в области вторичной переработки различных промышленных отходов с целью их использования в составе нового продукта. Объект исследования – отработанный герметик АГ-4И, который применяется большими объемами на объектах энергетики, нефтегазодобывающих предприятиях, машиностроительных заводах, городских коммунальных хозяйствах и других отраслях промышленности в системах теплофикации. Вторичная переработка экономит природные ресурсы, сокращает количество твердых отходов, уменьшает загрязнение воздуха и воды и вредные выбросы в атмосферу. Дорожно-строительная отрасль может использовать переработанные материалы в составе асфальтобетонных покрытий. Модифицирование асфальтобетонных смесей отходами производства выступает в качестве приоритетного направления с целью сокращения огромного объема отходов, образующихся из различных источников.

**Целью** настоящей работы явилось исследование возможности утилизации отработанной герметизирующей жидкости АГ-4И в составе асфальтобетонных композиций с целью модифицирования.

**Методы:** реологические методы, структурно-механические методы оценки качества пленок и покрытий.

**Результаты.** Были определены физико-химические и реологические характеристики отработанной герметизирующей жидкости в составе битумных композиций. В результате проведенных исследований выявлено, что консервация исследуемой герметизирующей жидкости в предпочтительном твердом виде является невозможной, т. к. попытки полимеризации полиизобутилена в составе отхода герметизирующей жидкости не привели к изменениям состава. Определено, что введение исследуемой герметизирующей жидкости в состав асфальтобетонных композиций позволяет использовать ее в качестве стабилизирующей и гидрофобизирующей добавки. Как следствие, улучшаются показатели адгезии к минеральным наполнителям и прочность покрытий.

### Ключевые слова:

Утилизация отходов, герметизирующая жидкость, вторичное использование, асфальтобетонная смесь, битум.

### Введение

Современные тенденции в области экологических проблем загрязнения окружающей среды диктуют острую необходимость приоритетных решений вторичной переработки различных промышленных отходов с целью их повторного использования [1–3]. Крупнотоннажные промышленные отходы, такие как отходы горнодобывающей, нефтяной и газовой промышленности нашли широкое применение в различных отраслях инфраструктуры [4, 5]. Но, несмотря на это, большинство промышленных отходов традиционно утилизируются. Подход к утилизации предполагает уничтожение полезного продукта, при котором происходят невосполнимые потери ранее извлеченного минерального сырья, а процессы экологически безопасной нейтрализации отходов часто являются незавершенными. Данный подход к решению уничтожения отработанных отходов не является правильным, однако в значительной части случаев это

объясняется дефицитом окупаемых технологий с завершенным циклом трансформации токсичных для окружающей среды соединений в технологически полезный продукт [6]. Главнейшим направлением сбережения ресурсов является применение вторичных материальных ресурсов, полученных из смешанных и оборотных отходов [7].

Анализ результатов научно-исследовательских работ [8, 9] доказывает, что различные виды отходов производства и потребления могут быть применены в качестве вторичного сырья с целью получения товаров технологического назначения и потребления. Возможность и целесообразность использования отходов доказана практикой работы предприятий различных отраслей промышленности [10]. Особенно востребованы они в производстве строительных и дорожно-строительных материалов. Большое количество экспериментальных исследований и разработок посвящено применению различных отходов в каче-



стве модификаторов в составе асфальтобетонных композиций [11]. Одним из перспективных путей решения проблемы модифицирования асфальтобетонов является частичная замена дорогостоящих добавок более дешевыми отходами. Доказано, что производство модифицированных асфальтобетонных смесей с использованием вторичного сырья служит средством ограничения огромного объема отходов, образующихся из различных источников. Это также снижает потребление естественно добываемых материалов, следовательно, сводит к минимуму воздействие дорожной промышленности на окружающую среду [12–14].

Основными составляющими асфальтобетонных смесей являются битумы [13, 15–17], имеющие низкую стоимость и высокий спрос при производстве асфальтобетонных материалов. Основой для применения битумов при производстве асфальтобетонных материалов является способность формировать относительно прочные, гидрофобные (водоотталкивающие) пленки на поверхности бетонов, природных твердофазных наполнителей (щебень, песок) [18, 19]. По химическому составу битумы представляют собой сложную смесь углеводородов и гетероатомных соединений с молекулярной массой от 300 до 2000–10000. По растворимости (совместимости) отдельных составляющих битумов в органических растворителях в их составе выделяют следующие компоненты: масла (углеводороды), смолы, асфальтены [20, 21].

Неудовлетворительное качество асфальтобетонных битумных покрытий можно соотнести с нестабильностью и тенденцией к преобразованиям трехмерных битумных структур в результате влияния факторов окружающей среды [22–24]. Оптимизация количественных соотношений компонентов в битумном вяжущем путем введения в состав добавок различной природы является условием для образования устойчивых пространственных структур. В результате наблюдается стабилизация физико-химических, структурных, механических свойств в объемной фазе и на поверхности [25]. Значительный интерес с позиций модифицирования представляют синтетические битумы, что продиктовано присутствием в их составе соединений различной природы, способных хорошо физически и химически совмещаться с разнообразными полимерами, эластомерами, минеральными наполнителями, пластификаторами.

В настоящее время широко применяются полимербитумные, битум-каучуковые, битум-смоляные и другие композиции различного состава и назначения. Для улучшения реологических (структурных, жидкотекучих) характеристик битумов используют различные пластификаторы (церезин, петролатум, высоковязкие масла и некоторые сложные эфиры). Модификация битума такими полимерными добавками, как термоэластопласты, латекс, терполимеры, способствует улучшению свойств битума и повышению долговечности асфальтобетона. Данные добавки увеличивают когезионную прочность и термостойкость битума, а также придают эластичность, улучшают его поведение при низких температурах. Основной причиной, препятствующей широкому применению по-

лимерных модификаторов, является их высокая стоимость. Кроме того, эти добавки должны отвечать двум требованиям. Во-первых, они должны быть совместимы с битумом, во-вторых – обеспечивать битуму требуемые улучшенные свойства [26, 27].

Основной целью данного исследования являлось установление возможности вторичного использования отработанной герметизирующей жидкости (ТУ 26-02-592-83 «Герметизирующие жидкости АГ-4И») в составе асфальтобетонных композиций. Данные герметизирующие жидкости в больших количествах используются для антикоррозионной защиты внутренней поверхности резервуаров на объектах энергетики, нефтегазодобывающих предприятиях, машиностроительных заводах, городских коммунальных хозяйствах и других отраслях промышленности в системах теплофикации. По истечении срока эксплуатации герметизирующая жидкость изымается, и, как следствие, возникает проблема ее утилизации.

#### Основная часть

На первом этапе представлялось целесообразным очистить отработанную герметизирующую жидкость от механических примесей. Удаление твердофазных частиц заключалось в предварительном подборе растворителя и растворении в нем отработанного герметика, центрифугировании и дальнейшей перегонке растворителя. Применение растворителя позволяет понизить вязкость отработанного герметика АГ-4И и увеличить скорость оседания частиц.

В качестве растворителей использовали традиционные ароматические углеводороды (ксилол), а также предельные и непредельные (сольвент, уайт-спирит) углеводороды, различающиеся по химическому строению, вязкости, температуре кипения, которые способны растворять и удерживать в объеме отдельные компоненты герметика, обеспечивать агрегативную устойчивость и требуемые реологические, адсорбционно-когезионные свойства в смесях (вязкость, растекаемость, способность удерживаться на поверхностях).

Одновременно, с учетом полимерного состава герметика, предусматривалось подобрать такой растворитель, который бы позволил целенаправленно регулировать прочность его структурной сетки, в том числе и за счет введения других веществ (поверхностно-активных, инициаторов полимеризации, сиккативов).

По результатам испытаний установлено, что ацетон, ксилол и бутилацетат не образуют с герметиком АГ-4И однородных смесей, расслаивание происходит уже на стадии приготовления смесей. С такими растворителями, как сольвент и уайт-спирит, герметик АГ-4И образует при любых объемных соотношениях идеально смешанные нераслаиваемые в течение 6 суток системы. Аналогичную высокую растворимость герметика отмечали в технических растворителях – моторных топливах (бензины, дизельное топливо). С увеличением содержания герметика в этих растворителях условная вязкость смесей (по шариковому вискозиметру, 20 °С) возрастает и при содержании АГ-4И свыше 15 % стабилизируется на уровне 35–36 с.

С увеличением концентрации герметика в сольвенте и уайт-спирите вплоть до 3,5–4,0 % поверхностное натяжение ( $\sigma_{жл}$ ) смесей (по прибору Ребиндера) практически не изменяется. Дальнейшее увеличение содержания АГ-4И сопровождалось структурообразованием полиизобутилена и, как следствие, увеличением натяжения пленок ( $\sigma_{жл}=54-60$  кДж/м<sup>2</sup>). Формирование межмолекулярных сеток в объеме сопровождалось одновременно увеличением прочности пленок на разрыв – сил когезионного сцепления, составляющих герметика АГ-4И ( $W_k=93-95$  Дж/м<sup>2</sup>).

Таким образом, по результатам оценки физической совместимости герметика АГ-4И с растворителями, а также адгезионных и когезионных характеристик их пленок можно заключить, что для очистки отработанной герметизирующей жидкости предпочтительно использовать сольвент, уайт-спирит, бензины, дизельное топливо.

В исследованиях определяли физико-химические свойства отработанного герметика АГ-4И. В рамках лабораторных исследований установлено, что плотность образцов составила  $880 \pm 5$  кг/м<sup>3</sup> (ГОСТ 18995.1-73), вязкость –  $37 \pm 1$  с (ГОСТ 33452-2015, вискозиметр с падающим шариком, 20 °С), температура вспышки –  $155 \pm 3$  °С (ГОСТ 4333-2014). По данным химического анализа в составе герметика не обнаружены механические примеси, кислоты, щелочи и вода. Основными составляющими герметика являются полиизобутилены, индустриальное масло, парафины. Парафины представлены смесью углеводородов нормального строения с 18–35 атомами углерода в молекуле с молекулярной массой 300–450. В естественных условиях (18–25 °С) из-за низкой летучести составляющих АГ-4И формирование пленок практически не наблюдается во времени (в течение 3–4 суток). Пленки герметика АГ-4И, полученные после его высокотемпературной обработки (130–140 °С), отличаются от исходных незначительным снижением вязкости (32–34 с при 20 °С), паропроницаемости (ГОСТ 32318-2012), температуры каплепадения (ГОСТ ISO 2176-2013), улучшением адгезии ( $W_A=99-101$  Дж/м<sup>2</sup>) к стали (ГОСТ 15140-78). Последнее вызвано развитием процессов деполимеризации полиизобутилена при термической обработке герметика.

Введение в состав герметика традиционных инициаторов полимеризации (полиэтиленполиамин-ПЭПА, полиэтиленполиимин-ПЭПИ) в количествах 2–4 % практически не оказало влияния на степень полимеризации полиизобутилена, как при 20 °С, так и при повышенных температурах (130–140 °С). Условная вязкость герметика в присутствии указанных инициаторов после предварительной термической обработки смесей возросла всего лишь на 2–3 с (при 20 °С) и составила 39–41 с, а общая продолжительность сушки (формирование сухих пленок) практически не изменилась.

Были также предприняты попытки принудительного аминирования полиизобутилена в составе герметика АГ-4И аммиаком в присутствии кислотного и щелочного катализаторов при температурах 20, 50 и 100 °С в течение 1 ч. Однако данные физико-

химического анализа показали, что материал остается практически неизменным как по реологическим свойствам (вязкость), так и по химическому составу.

Таким образом, консервация (захоронение) отработанного герметика АГ-4И не представляется возможной, так как попытки его предварительной полимеризации и термической обработки с целью перевода в твердофазную форму не дали положительных результатов. Последнее с учетом экологических нормативов на захоронение материалов потребует специальных герметичных коллекторов – хранилищ, что не совсем экономично и практично.

В этой связи предусматривалось оценить функциональную активность герметика АГ-4И в составах асфальтобетонных материалов по таким их эксплуатационным характеристикам, как влагопроницаемость и адгезия пленок, прочностные свойства покрытий и так далее.

Для проведения настоящих исследований был выбран вязкий нефтяной дорожный битум марки БНД 90/130, используемый для производства асфальтобетонных композиций. Были определены основные технические характеристики чистого битума и с добавками отработанного герметика АГ-4И, результаты представлены в табл. 1.

**Таблица 1.** Технические характеристики дорожного битума

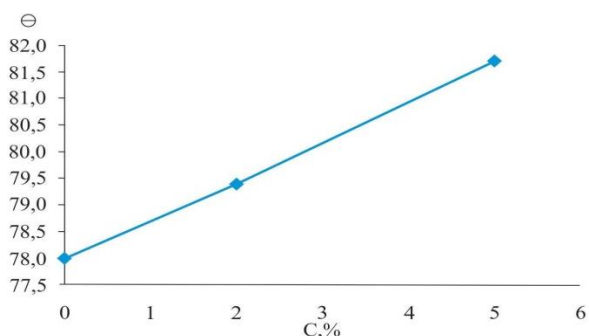
**Table 1.** Technical characteristics of road bitumen

Наименование показателя Name of parameter	Содержание отработанного герметика АГ-4И (% на массу битума) Content of spent sealant AG-4I (% by weight of bitumen)		
	0	2	5
Глубина проникновения иглы при 25 °С; 0,1 мм Needle penetration depth at 25 °С; 0,1 mm	91	96	101
Температура размягчения по кольцу и шару, °С Ring and ball softening temperature, °С	75	62	60
Растяжимость при 25 °С Extensibility at 25 °С	3,0	9,3	12,6

Определено, что отработанный герметик хорошо растворим в битумном вяжущем (гомогенная смесь) в диапазоне 0–40 %. При модифицировании в концентрационном диапазоне свыше 10 % битум приобретает свойства пластичности. Число пенетрации увеличилось практически вдвое. В дальнейших исследованиях ограничили модифицированием асфальтобетонных композиций отработанным герметиком до содержания последнего 5 %.

Оценены гидрофобные свойства модифицированных герметиком битумных составов путем измерения краевого угла смачивания (рисунок).

При низкой концентрации АГ-4И (до уровня 5 %) в битумных системах происходит ожидаемый пропорциональный прирост в краевых углах смачивания. Таким образом, ввод отработанного герметика улучшает водоотталкивающие характеристики битумов.



**Рисунок.** Зависимость краевого угла смачивания от концентрации герметика в битумных системах

**Figure.** Contact angle dependence on sealant concentration in bitumen systems

Дополнительно проведены испытания по определению качества сцепления битумного вяжущего в присутствии отработанного герметика с поверхностью щебня на основе кислых и основных горных пород (ГОСТ 12801-98). Для сравнительной оценки эффективности рекомендуемой адгезионной присадки (отход АГ-4И) испытания проводили в сопоставлении с показателями базового варианта, а именно без ис-

пользования присадок и с применением традиционной адгезионной присадки, представляющей собой катионное поверхностно-активное вещество. Расходы адгезионных присадок варьировали в пределах от 0,2 до 2 % (в пересчете на массу битума). Содержание традиционной присадки в битумной композиции задавали на постоянном уровне – 0,5 %. Условия и показатели испытаний качества сцепления представлены в табл. 2.

При отсутствии добавок качество сцепления битума с гранитным щебнем неудовлетворительное и характеризуется двумя баллами. Хорошее качество (4 балла) сцепления битума на гранитном щебне достигнуто в присутствии рекомендуемой адгезионной присадки при ее расходе на уровне 1 %. Применение рекомендуемой адгезионной присадки, учитывая ее высокую гидрофобность, и одновременно достигнутое хорошее качество сцепления битумов с поверхностью щебня позволяют уменьшить дополнительно водопроницаемость пленок битумного вяжущего. Таким образом, отработанная герметизирующая жидкость может быть рекомендована для использования в приготовлении асфальтобетонных смесей.

**Таблица 2.** Результаты определения сцепления вяжущего с поверхностью щебня

**Table 2.** Results of evaluation of binder adhesion to the crushed stone surface

Вариант испытаний Version of test	Наименование адгезионной присадки Adhesive additive name	Количество присадки, % Additive quantity, %	Качество сцепления на двух разновидностях щебня Adhesion quality on two types of crushed stone	
			Кислом/Acid (гранитном/granite)	Основном/Hydroxide (доломитизированный/dolomite)
Базовый/Base	без присадки without additives	0	Плохое/Low (два балла/two points)	Хорошее/Good (четыре балла/four points)
	традиционная присадка traditional additive	0,5	Удовлетворительное Satisfactory (три балла/three points)	Удовлетворительное Satisfactory (три балла/three points)
Рекомендуемый Recommended	отработанная герметизирующая жидкость waste sealing liquid	0,2	Плохое/Low (два балла/two points)	Плохое/Low (два балла/two points)
		0,5	Удовлетворительное Satisfactory (три балла/three points)	Удовлетворительное Satisfactory (три балла/three points)
		1,0	Хорошее/Good (четыре балла/four points)	Хорошее/Good (четыре балла/four points)
		2,0	Хорошее/Good (четыре балла/four points)	Хорошее/Good (четыре балла/four points)

### Выводы

1. Консервация исследуемой герметизирующей жидкости в предпочтительном твердом виде является невозможной, т. к. попытки полимеризации полиизобутилена в составе отхода герметизирующей жидкости не привели к изменениям состава.
2. Хорошая растворимость в битумсодержащих асфальтобетонных материалах отработанного герметика открывает возможности для применения

последнего в качестве водоотталкивающей и стабилизирующей добавки.

3. Доказано, что отработанная герметизирующая жидкость в качестве адгезионной присадки в асфальтобетонных смесях является эффективной в сравнении с показателями базового варианта с позиций улучшения качества сцепления битума с поверхностью минерального наполнителя.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сагдеева Г.С., Патракова Г.Р. Переработка отходов производства и потребления с использованием их ресурсного потенциала // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 1. – С. 194–198.
2. Пинаев В.Е. Состояние и проблемы использования промышленных твердых отходов в России // Исследовано в России. – 2004. – № 7. – С. 1397–1433.

3. Мазуркин П.М., Солдатова В.А. Современные проблемы совместной переработки твердых бытовых и промышленных отходов // Современные проблемы науки и образования. – 2008. – № 6. – С. 59–68.

4. Косулина Т.П., Кононенко Е.А., Цокур О.С. Утилизация нефтяных шламов реагентным методом и использование продуктов утилизации в качестве вторичных материальных ресурсов // Альтернативная энергетика и экология. – 2012. – № 2. – С. 187–192.

5. Alkali-activated slag binders from rock-wool production wastes / V.T. Erofeev, A.I. Rodin, V.V. Yakunin, A.D. Bogatov, V.S. Bochkin, A.M. Chegodajkin // Magazine of Civil Engineering. – 2018. – P. 219–227.
6. Ланина Т.Д. Комплексная утилизация нефтегазопромышленных отходов для обеспечения экологической безопасности и дополнительного извлечения минерального сырья: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Ухта, 2009. – 34 с.
7. Foo K.Y., Hameed B.H. Utilization of biodiesel waste as a renewable resource for activated carbon: application to environmental problems // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2009. – V. 13. – Iss. 9. – P. 2495–2504.
8. Bolden J., Taher Abu-Lebdeh, Fini E. Utilization of recycled and waste materials in various construction applications // American Journal of Environmental Science. – 2013. – V. 9. – P. 14–24.
9. Plastic recycling in additive manufacturing: a systematic literature review and opportunities for the circular economy / F.A. Cruz Sanchez, H. Boudaoud, M. Camargo, J.M. Pearce // Journal of Cleaner Production. – 2020. – V. 264. – 121602.
10. Assessing the impact of industrial waste on environment and mitigation strategies: a comprehensive review / Vivek Kumar Gaur, Poonam Sharma, Ranjna Sirohi, Mukesh Kumar Awasthi, Claude-Gilles Dussap, Ashok Pandey // Journal of Hazardous Materials. – 2020. – V. 398. – 123019.
11. Choudhary J., Kumar B., Gupta A. Utilization of solid waste materials as alternative fillers in asphalt mixes: a review // Construction and Building Materials. – 2020. – V. 234. – 117271.
12. Abdulgazi Gedik. A review on the evaluation of the potential utilization of construction and demolition waste in hot mix asphalt pavements // Resources, Conservation and Recycling. – 2020. – V. 161. – 104956.
13. White G. State of the art: asphalt for airport pavement surfacing // International Journal of Pavement Research and Technology. – 2018. – V. 11. – P. 77–98.
14. Gagnon J. Runway grooving – the past, present and future // 8th International Conference on Maintenance and Rehabilitation of Pavements. – Singapore, 2016. – P. 27–29.
15. Zelelew H.M., Papagiannakis A.T. Interpreting asphalt concrete creep behavior through non-Newtonian mastic rheology // Road Materials and Pavement Design. – 2012. – V. 13. – P. 266–278.
16. Pérez-Jiménez F.P., Miró Recasens R., Martínez A. Effect of the nature and filler content on the behavior of the bituminous mastics // Road Materials and Pavement Design. – 2008. – V. 9. – P. 417–431.
17. Influence of filler-bitumen ratio on performance of modified asphalt mortar by additive / Hongsheng Qiu, Ximing Tan, Shu Shi, Heng Zhang // Journal of Modern Transportation. – 2013. – V. 21. – P. 40–46.
18. Effect of mineral filler characteristics on asphalt mastic and mixture rutting potential / H. Wang, I.L. Al-Qadi, A.F. Faheem, H.U. Bahia, Shih-Hsien Yang, G.H. Reinke // Transportation Research Record – 2011. – V. 2208. – P. 33–39.
19. Liao M.C., Airey G., Chen J.S. Mechanical properties of filler-asphalt mastics // International Journal of Pavement Research and Technology. – 2013. – V. 6. – P. 576–581.
20. Speight J.C. Petroleum asphaltenes. P. 1. Asphaltenes, resins and the structure of petroleum // Oil & Gas Science and Technology. – 2004. – V. 59. – P. 467–477.
21. Holýa M., Remisova E. Analysis of influence of bitumen composition on the properties represented by empirical and viscosity test // Transportation Research Procedia. – 2019. – V. 40. – P. 34–41.
22. Investigation of sterol chemistry to retard the aging of asphalt binders / G. Reinke, G. Baumgardner, A. Hanz, S. King // Transportation Research Record. – 2017. – V. 2633. – Iss. 1. – P. 127–135.
23. Alternative approach toward the aging of asphalt binder / B. Hofko, F. Handle, L. Eberhardsteiner, M. Hospodka, R. Blab, J. Fussl, H. Grothe // Transportation Research Record. – 2015. – V. 2505. – P. 24–31.
24. Bitumen ageing – impact of reactive oxygen species / B. Hofko, D. Maschauer, D. Steiner, J. Mirwald, H. Grothe // Case Studies in Construction Materials. – 2020. – V. 13. – e00390.
25. Соломенцев А.Б. Классификация и номенклатура модифицирующих добавок для битумов // Наука и техника в дорожной отрасли. – 2008. – № 1. – С. 14–16.
26. Галдина В.Д. Модифицированные битумы. – Омск: СибАДИ, 2009. – 228 с.
27. Галдина В.Д. Влияние полимерных добавок на свойства битума и асфальтобетона // Вестник СибАДИ. – 2009. – № 12. – С. 32–36.

Поступила 10.03.2021 г.

#### Информация об авторах

**Дюрягина А.Н.**, кандидат химических наук, ассоциированный профессор, заведующая кафедрой химии и химических технологий НАО Северо-Казахстанский университет им. М. Козыбаева.

**Бызова Ю.С.**, докторант кафедры химии и химических технологий НАО Северо-Казахстанский университет им. М. Козыбаева.

**Островной К.А.**, магистр, старший преподаватель кафедры химии и химических технологий НАО Северо-Казахстанский университет им. М. Козыбаева.

**Тюканько В.Ю.**, кандидат технических наук, PhD, главный технолог ТОО «AVAGRO».

UDC 628.477.6

## UTILIZATION OF THE WASTE SEALING LIQUID COMPONENT IN ASPHALT CONCRETE PAVEMENTS

**Antonina N. Dyuryagina**<sup>1</sup>,  
adyuryagina@inbox.ru

**Yulia S. Byzova**<sup>1</sup>,  
yuliyabyzovva@gmail.com

**Kirill A. Ostrovnoy**<sup>1</sup>,  
kostrovnoy@mail.ru

**Vitaliy Y. Tyukanko**<sup>2</sup>,  
vetal3333@mail.ru

<sup>1</sup> NC JSC North Kazakhstan University named after M. Kozybaev,  
86, Pushkin street, Petropavlovsk, 150000, Kazakhstan.

<sup>2</sup> JSC «AVAGRO»,  
122, Novaya street, Petropavlovsk, 150000, Kazakhstan.

**The relevance** of this research is dictated by the need for solutions in the field of recycling various industrial wastes in order to use them as part of a new product. The object of research is the spent sealant AG-4I, which is used in large volumes at energy facilities, oil and gas production enterprises, machine-building plants, municipal utilities and other industries in heating systems. Recycling saves natural resources, reduces solid waste, air and water pollution, and harmful emissions to the atmosphere. The road construction industry can use recycled materials as part of asphalt pavements. Modification of asphalt concrete mixes with industrial waste is a priority in order to reduce the huge amount of waste generated from various sources.

**The aim** of this work was to study the possibility of recycling the spent sealing liquid AG-4I as part of asphalt concrete compositions for modification.

**Methods:** rheological methods, structural and mechanical methods for evaluating the quality of films and coatings.

**Results.** The authors have determined the physicochemical and rheological characteristics of the spent sealing liquid in the bitumen compositions. As a result of the research, it was found that the preservation of the test sealing liquid in the preferred solid form is impossible, since attempts to polymerize polyisobutylene in the composition of the sealing liquid waste did not lead to changes in the composition. It is established that the test sealing liquid introduction into asphalt concrete compositions allows it to be used as a stabilizing and hydrophobizing additive. As a result, the adhesion to mineral fillers and the strength of coatings are improved.

### Key words:

Waste utilization, sealing liquid, recycling, asphalt concrete mix, bitumen.

### REFERENCES

- Sagdeeva G.S., Patrakova G.R. Recycling production and consumption waste using their resource potential. *Kazan Technological University Bulletin*, 2014, vol. 1, pp. 194–198. In Rus.
- Pinaev V.E. Sostoyaniye i problemy ispolzovaniya promyshlennykh tverdykh otkhodov v Rossii [State and problems of using industrial solid waste in Russia]. *Issledovano v Rossii*, 2004, vol. 7, pp. 1397–1433.
- Mazurkin P.M., Soldatova V.A. Modern problems of joint processing of solid household and industrial waste. *Modern problems of science and education*, 2008, vol. 6, pp. 59–68. In Rus.
- Kosulina T.P., Kononenko E.A., Tsokur O.S. Utilization of oil sludge by the reagent method and the use of utilization products as secondary material resources. *Alternative energy and ecology*, 2012, vol. 2, pp. 187–192. In Rus.
- Erofeev V.T., Rodin A.I., Yakunin V.V., Bogatov A.D., Bochkov V.S., Chegodajkin A.M. Alkali-activated slag binders from rock-wool production wastes. *Magazine of Civil Engineering*, 2018, pp. 219–227.
- Lanina T.D. *Kompleksnaya utilizatsiya neftegazopromyshlennykh otkhodov dlya obespecheniya ekologicheskoy bezopasnosti i dopolnitelnogo izvlecheniya mineralnogo syr'ya*. Avtoreferat Dis. Doct. nauk [Comprehensive utilization of oil and gas industrial waste to ensure environmental safety and additional extraction of mineral raw materials. Dr. Diss. Abstract]. Ukhta, 2009. 34 p.
- Foo K.Y., Hameed B.H. Utilization of biodiesel waste as a renewable resource for activated carbon: application to environmental problems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, Iss. 9, pp. 2495–2504.
- Bolden J., Abu-Lebdeh T., Fini E. Utilization of recycled and waste materials in various construction applications. *American Journal of Environmental Science*, 2013, vol. 9, pp. 14–24.
- Cruz Sanchez F.A., Boudaoud H., Camargo M., Pearce J.M. Plastic recycling in additive manufacturing: A systematic literature review and opportunities for the circular economy. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 264, art. 121602.
- Vivek Kumar Gaur, Poonam Sharma, Ranjna Sirohi, Mukesh Kumar Awasthi, Claude-Gilles Dussap, Ashok Pandey. Assessing the impact of industrial waste on environment and mitigation strategies: a comprehensive review. *Journal of Hazardous Materials*, 2020, vol. 398, art. 123019.
- Choudhary J., Kumar B., Gupta A. Utilization of solid waste materials as alternative fillers in asphalt mixes: a review. *Construction and Building Materials*, 2020, vol. 234, art. 117271.
- Abdulgazi Gedik. A review on the evaluation of the potential utilization of construction and demolition waste in hot mix asphalt pavements. *Resources, Conservation and Recycling*, 2020, vol. 161, art. 104956.
- White G. State of the art: asphalt for airport pavement surfacing. *International Journal of Pavement Research and Technology*, 2018, vol. 11, pp. 77–98.
- Gagnon J. Runway grooving – the past, present and future. *8th International Conference on Maintenance and Rehabilitation of Pavements*. Singapore, 2016. pp. 27–29.
- Zezelew H.M., Papagiannakis A.T. Interpreting asphalt concrete creep behavior through non-Newtonian mastic rheology. *Road Materials and Pavement Design*, 2012, vol. 13, pp. 266–278.

16. Pérez-Jiménez F.P., Miró Recasens R., Martínez A. Effect of the nature and filler content on the behavior of the bituminous mastics. *Road Materials and Pavement Design*, 2008, vol. 9, pp. 417–431.
17. Hongsheng Qiu, Ximing Tan, Shu Shi, Heng Zhang. Influence of filler-bitumen ratio on performance of modified asphalt mortar by additive. *Journal of Modern Transportation*, 2013, vol. 21, pp. 40–46.
18. Wang H., Al-Qadi I.L., Faheem A.F., Bahia H.U., Shih-Hsien Yang, Reinke G.H. Effect of mineral filler characteristics on asphalt mastic and mixture rutting potential. *Transportation Research Record*, 2011, vol. 2208, pp. 33–39.
19. Liao M.-C., Airey G., Chen J.-S. Mechanical properties of filler-asphalt mastics. *International Journal of Pavement Research and Technology*, 2013, vol. 6, pp. 576–581.
20. Speight J.C. Petroleum asphaltenes. P. 1. Asphaltenes, resins and the structure of petroleum. *Oil & Gas Science and Technology*, 2004, vol. 59, pp. 467–477.
21. Hol'ya M., Remisova E. Analysis of influence of bitumen composition on the properties represented by empirical and viscosity test. *Transportation Research Procedia*, 2019, vol. 40, pp. 34–41.
22. Reinke G., Baumgardner G., Hanz A., King S. Investigation of sterol chemistry to retard the aging of asphalt binders. *Transportation Research Record*, 2017, vol. 2633, Iss. 1, pp. 127–135.
23. Hofko B., Handle F., Eberhardsteiner L., Hospodka M., Blab R., Fussl J., Grothe H. Alternative approach toward the aging of asphalt binder. *Transportation Research Record*, 2015, vol. 2505, pp. 24–31.
24. Hofko B., Maschauer D., Steiner D., Mirwald J., Grothe H. Bitumen ageing – impact of reactive oxygen species. *Case Studies in Construction Materials*, 2020, vol. 13, e00390.
25. Solomentsev A.B. Classification and nomenclature of modifying additives for bitumen. *Science and technology in the road industry*, 2008, vol. 1, pp. 14–16. In Rus.
26. Galdina V.D. *Modifitsirovannyye bitumy* [Modified bitumen]. Omsk, SibADI, 2009. 228 p.
27. Galdina V.D. Influence of polymer additives on the properties of bitumen and asphalt concrete. *SibADI Bulletin*, 2009, vol. 12, pp. 32–36. In Rus.

Received: 10 March 2021.

#### Information about the authors

**Antonina N. Dyuryagina**, Cand. Sc., associate professor, head of the Department of Chemistry and chemical technology, NC JSC North Kazakhstan University named after M. Kozybaev.

**Yulia S. Byzova**, doctoral student, NC JSC North Kazakhstan University named after M. Kozybayev.

**Kirill A. Ostrovnoy**, master, senior lecturer, NC JSC North Kazakhstan University named after M. Kozybayev.

**Vitaliy Y. Tyukanko**, Cand. Sc., PhD, chief technologist, JSC «AVAGRO».

УДК 622.692.4.053

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОДОЛЬНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

**Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович<sup>1</sup>,**  
tsultanmaga@gmail.com

**Бахтизин Рамиль Назифович<sup>1</sup>,**  
ramil\_bahtizin@mail.ru

**Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович<sup>1</sup>,**  
ftt2010@mail.ru

**Урманова Аделия Радиковна<sup>1</sup>,**  
adeliyaurmanova424@gmail.com

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью проведения многочисленных экспериментальных исследований по определению влияния температуры и влажности грунта на его механические характеристики. При изменении температуры и влажности грунта меняется коэффициент Пуассона, модуль Юнга, сцепление и угол внутреннего трения грунта. Для многолетнемерзлых грунтов эти изменения значительны и влияют на напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода и на зависимость продольных перемещений от приложенных нагрузок. Разрабатываемая компьютерная модель позволит сократить количество экспериментальных исследований путем моделирования процессов взаимодействия трубопровода с грунтом методом конечных элементов.

**Цель:** разработка математической модели системы трубопровод–грунт для исследования влияния изменения температуры мерзлого грунта на напряженно-деформированное состояние трубопровода.

**Объекты:** подземные трубопроводы, проложенные в условиях многолетнемерзлых грунтов, изменяющие проектное положение в процессе эксплуатации; одновременное влияние характеристик грунта на перемещения трубопровода, подверженного нагрузкам.

**Методы:** математическое моделирование, моделирование методом конечных элементов, методы строительной механики и механики грунтов, планирование эксперимента.

**Результаты.** Проведен анализ моделей взаимодействия трубопровода с грунтом. Разработана 3D модель экспериментальной установки трубопровода в лотке с грунтовым массивом. Для грунта описаны характеристики модели геомеханической теории пластичности Мора–Кулона. Получена теоретическая зависимость продольных перемещений от приложенной продольной нагрузки. Проведено сравнение с результатами, полученными на экспериментальной установке. Обоснована необходимость мониторинга температурного поля грунта вокруг трубопровода.

### **Ключевые слова:**

Многолетнемерзлый грунт, продольные перемещения, мониторинг, метод конечных элементов, напряженно-деформированное состояние.

### **Введение**

Все больше начинают развиваться технологии проектирования трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Опасность строительства трубопровода в этих условиях заключается в критическом перемещении трубопроводов вследствие воздействия оползней, оттаивания многолетнемерзлых грунтов (ММГ), карстовых образований и др. Продольные и поперечные перемещения трубопровода могут влиять на надежность установленного оборудования, арматуры, в самом трубопроводе могут возникнуть критические напряжения.

На сегодняшний день напряженно-деформированное состояние трубопровода (НДС) можно контролировать с помощью:

- мониторинга НДС интеллектуальными вставками;
- мониторинга НДС волоконно-оптическими сенсорами;
- измерения НДС в шурфах;
- пропуска диагностических снарядов;

- устройства для определения планово-высотного положения трубопроводов и др.

При эксплуатации трубопроводов в условиях ММГ встает необходимость постоянного мониторинга перемещений трубопровода, поскольку контролируемые процессы типа оползней или оттаивания грунтов могут произойти неожиданно и очень стремительно, это вынуждает контролировать трубопровод на опасных участках прокладки с возможностью немедленно принять необходимые меры.

На сегодняшний день для постоянного мониторинга абсолютных значений перемещений подземного трубопровода существуют различные устройства, например, «Устройство для определения планово-высотного положения подземных трубопроводов» [1, 2]. Однако данные устройства не измеряют значений всех значимых характеристик, таких как перемещения трубопровода, НДС трубопровода и грунта, распределение температур и влажности по трассе в различные периоды эксплуатации и характер их зависимостей друг от друга.

Система мониторинга НДС трубопровода в условиях ММГ должна обладать следующими свойствами:

- измерения в режиме реального времени – для немедленного принятия мер по устранению инцидента;
- конкурентная стоимость системы – установка системы должна быть более привлекательной для заказчика;
- надежность системы и правильность результатов – случайные подвижки грунта не должны разрушать датчики системы мониторинга и влиять на результаты измерений;
- геометрические размеры, простота и удобство эксплуатации – система должна быть удобна в транспортировке, установке и ремонте. Эти параметры также существенно влияют на стоимость и универсальность системы.

#### Цели и задачи

Целью исследования является создание математической модели системы трубопровод-грунт для разработки модели прогнозирования влияния различных свойств мерзлого грунта на взаимосвязь напряжений и перемещений трубопровода. Для этого ставятся следующие задачи:

- изучение возможностей программного комплекса ANSYS для моделирования грунтов;
- сопоставление расчетных моделей, используемых при расчете перемещений трубопровода, с моделями, предлагаемыми в ANSYS;
- проверка адекватности модели и сравнение с экспериментальными исследованиями на реальной модели при продольных перемещениях трубопровода;
- разработка методики расчета трубопровода при его кручении, продольном (вдоль оси) и поперечном перемещении (вверх), моделирование перемещений от глубины заложения и диаметра трубопровода.

#### Методы исследования

В статье рассматривается математическая модель трубопровода в мерзлом грунте. Модель позволит создавать цифровой двойник исследуемого участка трубопровода, что, в свою очередь, удешевит систему мониторинга и уточнит получаемые данные в процессе мониторинга.

Математическим и экспериментальным моделям трубопроводов на труднодоступных участках для определения перемещений посвящено достаточное количество отечественных и зарубежных исследований. В Израильском технологическом институте исследовалась модель перемещения подземного трубопровода при оттаивании мерзлого грунта. На одном из участков трубопровода грунт начинал оттаивать, изменяясь в объеме. Вследствие этого в трубопроводе возникали критические напряжения на границе перехода от оттаявшего грунта к устойчивым грунтам [3]. Анализ НДС трубопровода во время сдвига грунтового массива при разломе в геодинамических зонах показан в работе [4].

Если говорить про мониторинг НДС трубопровода на ММГ, то важно понимать, что при изменении внешних условий (влажности и температуры) изменяются строительные свойства грунта, что осложняет аналитическую взаимосвязь между перемещениями и напряжениями в грунте. Проблемы мониторинга и прогнозирования изменения температуры и влажности ММГ подробно освещены в работах [5–7].

Экспериментальные зависимости напряжений в трубе от величины сдвигов двух массивов грунта, в котором уложен трубопровод, рассматриваются в работах [8, 9]. Основной идеей исследования выступает то, что в процессе эксплуатации под действием различных факторов трубопровод изменяет первоначальное положение. Перемещение происходит также за счет того, что труба ищет свое линейно-высотное положение для минимизации напряжений и может мигрировать из первоначального положения.

Наиболее близкими к нашей работе являются исследования, выполненные в институте мерзлых грунтов. В работе [10] рассматривалась модель трехосного напряженно-деформированного состояния грунта и модель трубопровода при оттаивании его участка. Основная задача данного исследования – определить изменение перемещений трубопровода с помощью мониторинга температуры грунта. В работе [11] с помощью МКЭ анализа проведен расчет просадки трубопровода, в исследовании рассматривается модель, в которой с двух сторон используется устойчивый грунт, а в центре происходит перемещение типа осадки.

В статье исследуется зависимость перемещений от напряжений при приложении усилий вдоль оси трубопровода, по нормали к оси трубопровода и при приложении крутящего момента.

Поскольку проводить экспериментальные исследования на реальных трубопроводах для всех расчетных схем представляется дорогостоящим мероприятием, для определения влияния изменяемых характеристик грунта на НДС грунта и трубопровода предлагается рассмотреть и связать две модели:

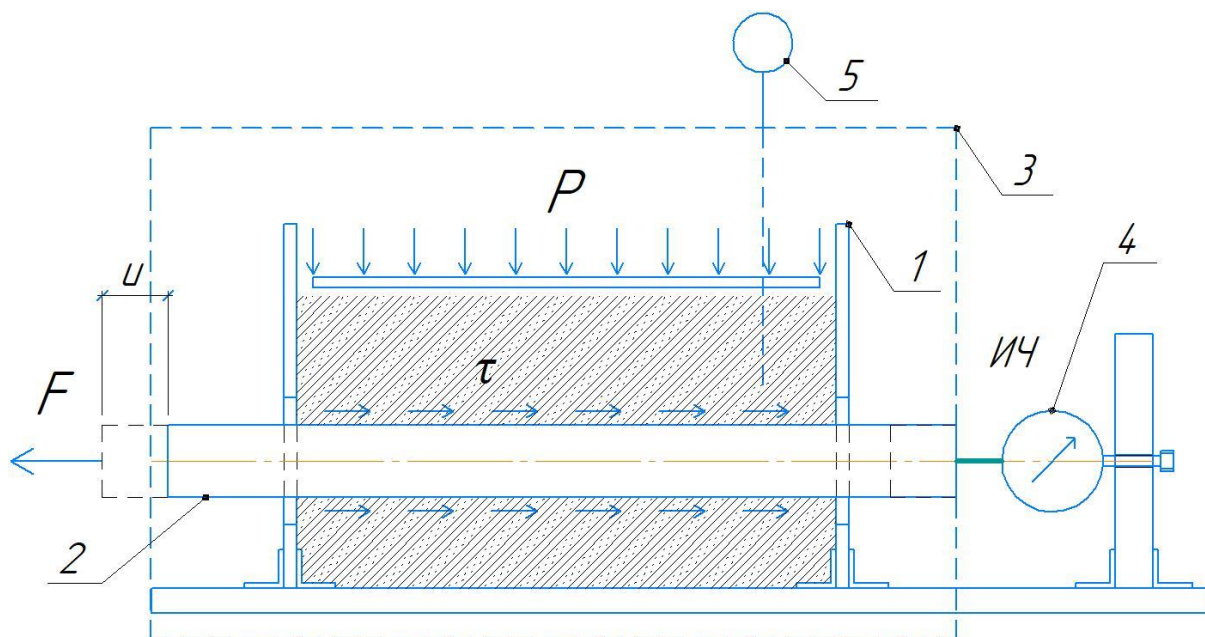
- модель трубопровода в ANSYS для моделирования различных расчетных схем без необходимости проведения эксперимента;
- экспериментальная установка трубопровода для апробации расчетных моделей в ANSYS, расчетная схема изображена на рис. 1.

В отечественной практике проектирования трубопроводов, в частности для описания взаимодействия грунта с поверхностью трубопровода, на сегодняшний день используются следующие модели:

- модель упругого грунта В.А. Флорина;
- модель упругого грунта П.П. Бородавкина;
- модель жестко-пластичного грунта Кулона;
- модель П.П. Бородавкина и О.Б. Шадрина;
- модель непрерывной связи [12].

Обращаем внимание, что, в отличие от модели В.А. Флорина, в модели жестко-пластичного грунта Кулона нет связи напряжений с перемещениями трубопровода по контакту труба–грунт. Грунт неразрывно связан с трубопроводом (bonded – склеен), а перемещения происходят между слоями грунта.





**Рис. 1.** Экспериментальная установка для исследования перемещений в мерзлом грунте: 1 – лоток с грунтовым массивом; 2 – трубопровод; 3 – камера морозильника; 4 – фиксатор перемещений; 5 – термометр.  $F$  – сосредоточенная нагрузка;  $P$  – давление на поверхность грунта;  $u$  – перемещения трубопровода;  $\tau$  – касательные напряжения [13]

**Fig. 1.** Design of the experimental model: 1 – soil massive; 2 – pipeline; 3 – freezer; 4 – dial gauge; 5 – thermometer.  $F$  – pulling force;  $P$  – pressure on the soil surface;  $u$  – displacement;  $\tau$  – shear stress [13]

Связь величин касательных напряжений с приложенной сосредоточенной нагрузкой представлена ниже (формулы 1–3):

$$F = \tau \pi D l; \quad (1)$$

$$\tau_{\text{пр}} = \sigma \cdot \tan \varphi + c; \quad (2)$$

$$\sigma = \rho g h_{\text{сп}}. \quad (3)$$

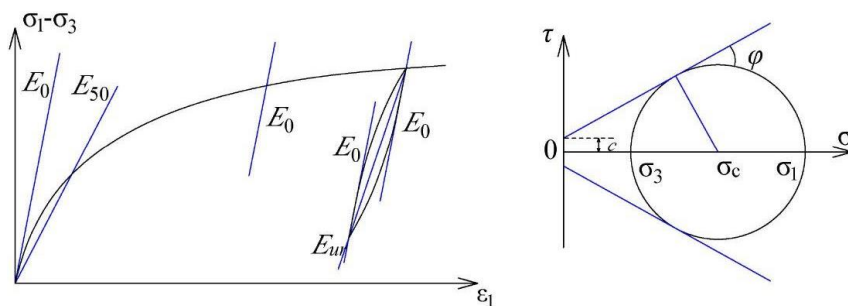
где  $F$  – сосредоточенная «выдерживающая» нагрузка;  $\tau$  – касательные напряжения, сопротивление перемещениям трубопровода;  $D$  – диаметр трубопровода;  $l$  – длина трубопровода в грунте;  $\tau_{\text{пр}}$  – предельное касательное напряжение, устанавливается равномерным по всей длине трубопровода и изменяется только при изменении нормальных напряжений по контакту труба-грунт;  $\sigma$  – нормальные напряжения, от веса грунта над трубопроводом;  $\varphi$  – угол внутреннего трения;  $c$  – сцепление грунта;  $h_{\text{сп}}$  – средняя глубина заложения

трубопровода (расстояния от дневной поверхности грунта до оси трубопровода).

Для моделирования грунтового основания в ANSYS на сегодняшний день доступны следующие модели геомеханической теории пластичности:

- Cam-clay;
- Mohr-Coulomb;
- Jointed Rock;
- Drucker-Prager Concrete;
- Menetrey-Willam.

Для моделирования грунта в ANSYS будем использовать модели Мора–Кулона (рис. 2). На рисунке:  $\sigma_1$  – максимальное главное напряжение,  $\sigma_3$  – минимальное главное напряжение,  $\varepsilon_1$  – относительные деформации,  $E_0$  – модуль деформации при первичном нагружении,  $E_{50}$  – секущий модуль деформации, соответствующий 50 % прочности грунта,  $E_{\text{отр}}$  – модуль деформации при разгрузке [14, 15].



**Рис. 2.** Модель Мора–Кулона: 1) зависимость между нормальными напряжениями и осевыми деформациями при малых относительных деформациях 2) зависимость между нормальными и касательными напряжениями

**Fig. 2.** Mohr–Coulomb model: 1) the relationship between normal stresses and axial strains at small relative strains; 2) the relationship between normal and tangential stresses

Модель Мора–Кулона представляет собой зависимость касательных напряжений от величины нормальных напряжений (4):

$$\tau = \sigma \cdot \tan(\varphi) + c, \quad (4)$$

где  $\tau$  – касательные напряжения, Па;  $\sigma$  – нормальные напряжения, Па;  $\varphi$  – угол внутреннего трения, град;  $c$  – сцепление грунта, Па [12].

Помимо угла внутреннего трения  $\varphi$ , для описания модели Мора–Кулона требуется значение угла дилатансии  $\psi$ , который характеризуется изменением объема, наблюдаемым в зернистых материалах, когда они подвергаются сдвиговым деформациям [16]. В моделях грунта Hardening Soil и Мора–Кулона угол дилатансии принимается постоянным и для песка в среднем по плотности и плотном состоянии определялся из условия  $\psi = \varphi - 30$  град [17]. Свойства грунта, задаваемые в ходе экспериментального исследования, представлены в табл. 1.

Лабораторная установка представляет собой конструкцию из металлического лотка размерами  $0,37 \times 0,25 \times 0,17$  м и трубопровода длиной  $l=0,5$  м,  $D_n=0,05$  м, толщина стенки трубопровода  $\delta=0,0025$  м. Глубина заложения до верхней образующей  $h_0=0,01$  м.

Таблица 1. Характеристики исследуемого грунта

Table 1. Soil properties

Название Name	Среднее значение Mean
Плотность/Density, $\rho$	1300 кг/м <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )
Угол внутреннего трения/Friction angle, $\varphi$	30°
Сцепление/ Cohesion, $C$	1000 Па/Па
Модуль Юнга/Young's Modulus, $E$	$1 \cdot 10^8 - 2 \cdot 10^6$ Па/Па
Коэффициент Пуассона/Poisson's Ratio, $\mu$	0,30
Геометрические размеры массива грунта Soil mass dimensions	$0,37 \times 0,25 \times 0,17$ м/м
Массовая влажность грунта/Soil moisture	5 %
Температура грунта/Soil temperature	5 °C

Деформации грунтов в общем случае характеризуются модулем сдвига  $G$ , модулем объемной деформации  $K$ , коэффициентом Пуассона  $\mu$  и модулем дефор-

мации  $E$ . В табл. 2 приведена взаимосвязь между этими величинами.

Таблица 2. Взаимосвязь между модулями деформаций грунтов

Table 2. Relationship between soil deformation modules

Комбинации характеристик Combinations of characteristics	Модуль сдвига, Па Shear modulus, Pa, $G$	Модуль упругости, Па Elastic modulus Pa, $E$	Модуль объемной деформации, Па Bulk modulus Pa, $K$	Коэффициент Пуассона Poisson's ratio, $\mu$
$G, E$	$G$	$E$	$\frac{GE}{9G - 3E}$	$\frac{E - 2G}{2G}$
$G, K$	$G$	$\frac{9GK}{3K + G}$	$K$	$\frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$
$G, \mu$	$G$	$2G(1 + \mu)$	$\frac{2G(1 + \mu)}{3(1 - 2\mu)}$	$\mu$
$E, \mu$	$\frac{E}{2(1 + \mu)}$	$E$	$\frac{E}{3(1 - 2\mu)}$	$\mu$

По граням металлического лотка задано жесткое закрепление (Fixed support). С шагом 100 Па к трубе приложены касательные напряжения (Loads–pressure–components–«x» axis), Количество шагов (Number of step) примем равным 10. Нагрузки приложены по оси «x» для построения диаграммы  $u=f(\tau)$ ,  $-1000 < \tau < 0$ . Необходимо иметь в виду, что при линейной постановке задачи ANSYS позволяет моделировать только упругую зону деформаций,  $\tau < \tau_{пр}$ . Граничные условия и нагрузки, действующие на модель, показаны на рис. 3.

Задать контакты между трубопроводом и грунтом можно следующим образом:

- Bonded – целевая и контактная поверхности сцепляются по всем направлениям;
- No separation – целевая и контактная поверхности сцепляются, но проскальзывание разрешено;
- Frictionless – контакт без трения;
- Frictional – контакт с трением, нелинейный контакт; Rough – «грубый» фрикционный контакт с отсутствием скольжения.

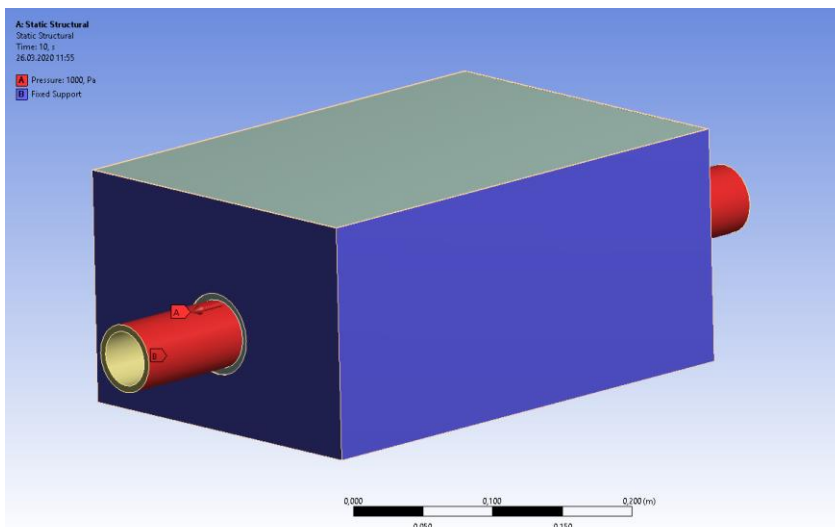


Рис. 3. Граничные условия и нагрузки, действующие на модель  
 Fig. 3. Boundary conditions and loads

Поскольку грунт модели Мора–Кулона не подчиняется линейному закону, а имеет упругую и пластичные зоны, то при решении нелинейных задач в ANSYS необходимо выставить определенные настройки: Static structural – nonlinear control – Newton–Raphson option, и далее в зависимости от геометрии необходимо выбрать метод. При решении данной задачи был выбран несимметричный метод решения задач.

Геометрическая интерпретация метода Ньютона–Рафсона состоит в следующем: задаётся начальное приближение вблизи предположительного корня, после чего строится касательная к графику исследуемой функции в точке приближения, для которой находится пересечение с осью абсцисс. Эта точка берётся в качестве следующего приближения. И так далее, пока не будет достигнута необходимая точность [18].

При моделировании объектов несложной геометрии выбрана опция автоматического задания сетки.

Поскольку исследуются относительно малые перемещения трубопровода, то можно сказать, что грунт неразрывно связан с трубопроводом (bonded – склеен), а продольные перемещения происходят между слоями грунта. Обращаем внимание, что контакт «bonded» справедлив только при изучении малых деформаций между трубопроводом и грунтом, в других случаях необходимо использовать контакт Frictional, который требует задания более детальных функций расчета контактов. Между металлическим лотком и грунтом задан контакт «bonded».

Характеристика грунтов, условия моделирования, геометрия модели полностью повторяют лабораторный стенд и условия проведения экспериментальных исследований, проведенных в работе [19]. На суще-

ствующем лабораторном стенде имеется возможность измерять характер деформаций при продольных и поперечных перемещениях трубы, а также при перемещении трубы вдоль оси (кручении).

#### Результаты моделирования

Моделирование трубопровода в многолетнемерзлом грунте позволяет уменьшить размеры физических лабораторных прототипов и количество полевых испытаний. Исследуемые характеристики грунта позволяют прогнозировать не только продольные перемещения трубопровода, но и трубопроводы по всем трем осям.

На рис. 4 показано перемещение слоев грунта и трубопроводов при приложении продольной нагрузки. Перемещение практически не затрагивает слои грунта возле стенок лотка. Максимальные перемещения, что логично, затрагивают слои по периметру трубопровода. Перемещения слоев грунта дальше, чем  $h=1,5D_n$ , от трубопровода незначительны и меньше максимальных в 9–10 раз.

На рис. 5 представлен график зависимости перемещений от приложенных касательных напряжений. Синяя линия – зависимость, полученная в результате экспериментальных исследований при тех же характеристиках грунта, при которых проводилось моделирование. Учитывая неоднородность грунта, проведено моделирование при значениях модуля Юнга  $E=1 \cdot 10^6$  Па и  $E=2 \cdot 10^6$  Па.

При моделировании мерзлого грунта, программный комплекс ANSYS позволяет изменять его характеристики в зависимости от температуры (5):

$$E, \mu, \rho, \varphi, c = f(t_{гр}). \quad (5)$$

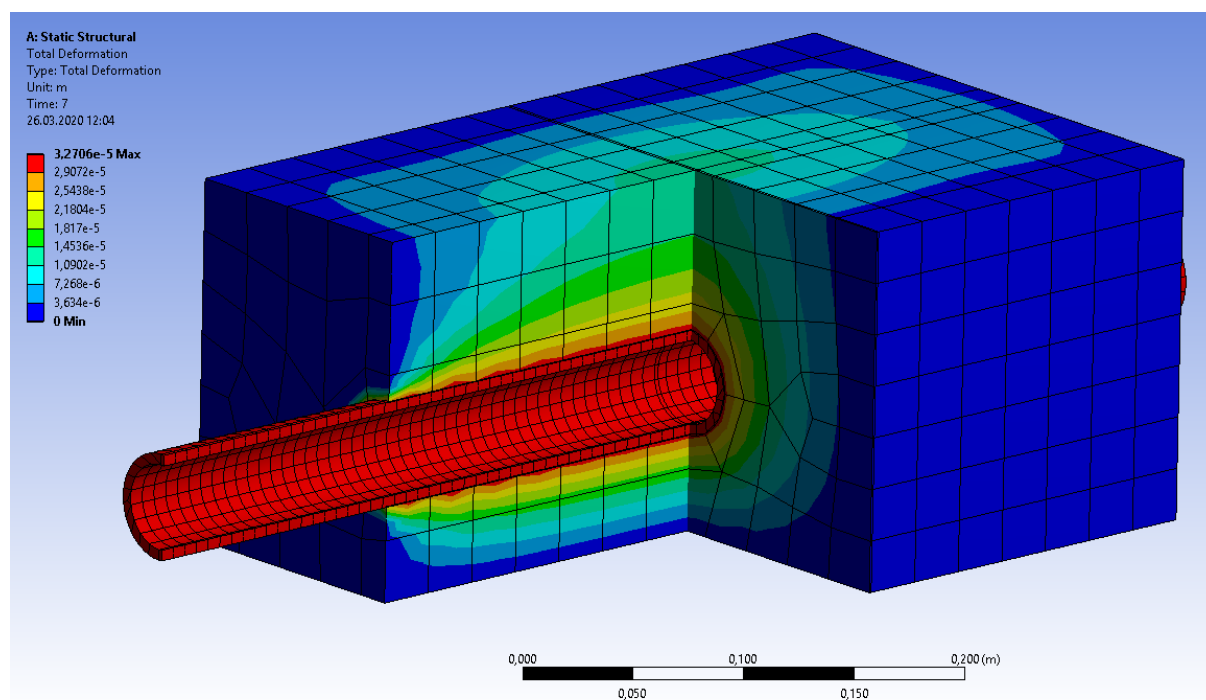


Рис. 4. Результаты моделирования продольных перемещений в разрезе

Fig. 4. Results of modeling longitudinal displacements in the section

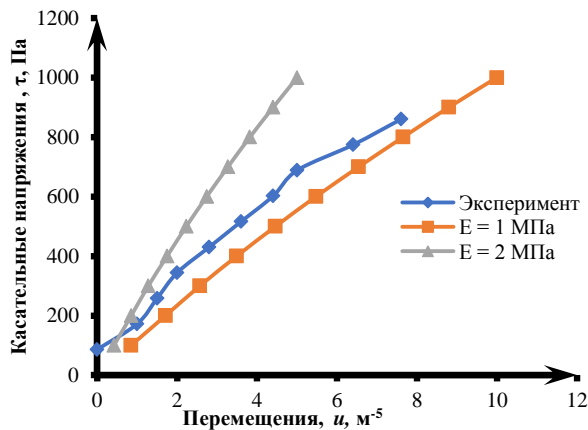


Рис. 5. Сравнение моделирования с экспериментальными исследованиями

Fig. 5. Comparison of modeling with experimental studies

На сегодняшний день проведены экспериментальные исследования по изучению влияния температуры на модуль упругости различных грунтов. Так, например, песок при температуре 0 – имеет модуль Юнга  $E=0,2 \cdot 10^6$  Па, а при температуре минус 4 – модуль Юнга линейно увеличивается до значения  $E=8,0 \cdot 10^6$  Па. Меньше от температуры зависит глина. При изменении температуры от 0 до минус 10 – модуль Юнга изменяется всего в 2 раза – от  $5 \cdot 10^6$  до  $10 \cdot 10^6$  Па. Однако в зависимости от плотности, влажности, структуры, пористости и многих других характеристик модуль Юнга может принимать различные значения для одних и тех же типов грунтов. Поэтому при проектировании трубопровода необходимо проводить экспериментальные исследования всех типов грунтов на интересующем нас участке.

Смоделируем участок конечного наземного трубопровода в насыпи. В качестве грунта засыпки будем использовать песок (рис. 6). Угол внутреннего трения для оттаявшего грунта примем  $\varphi=30$  град, для мерзлого  $\varphi=45$  град. Сцепление оттаявшего грунта  $c=2 \cdot 10^3$  Па, сцепление мерзлого грунта  $c=16 \cdot 10^6$  Па, плотность песка  $\rho=1900$  кг/м<sup>3</sup>. Предположим среднюю глубину заложения трубопровода  $h_{cp}=1,5$  м,

диаметр трубопровода  $D=0,530$  м, толщина стенки  $\delta=0,015$  м. Длина трубопровода  $l=30$  м.  $E=0,2 \cdot 10^6$  Па ( $t=0$  °С),  $E=8 \cdot 10^6$  Па ( $t=-4$  °С) (согласно рис. 6).

Тогда для оттаявшего грунта:

$$\sigma = 1900 \cdot 9,81 \cdot 1,5 = 28 \cdot 10^3 \text{ Па};$$

$$\tau_{np} = 28000 \cdot \tan 30 + 2000 = 18166 \text{ Па}.$$

Для мерзлого грунта:

$$\sigma = 1900 \cdot 9,81 \cdot 1,5 = 28 \cdot 10^3 \text{ Па};$$

$$\tau_{np} = 28000 \cdot \tan 45 + 16000 = 44000 \text{ Па}.$$

Рассмотрим упругую зону взаимодействия трубопровода с грунтом и сравним продольные перемещения трубопровода при оттаивании грунта с  $t=-4$  до  $t=0$  °С при приложенной нагрузке  $\tau=18 \cdot 10^3$  Па. При продольных усилиях более  $18 \cdot 10^3$  Па, исходя из приведенных выше расчетов, грунт переходит в пластичную зону, то есть будет деформироваться без приложения дополнительных нагрузок. Результаты моделирования перемещений трубопровода при оттаивании представлены в табл. 3, а на рис. 6 видно подробное перемещение слоев грунта относительно друг друга при приложении продольных касательных напряжений.

Таблица 3. Численные результаты моделирования продольных перемещений трубопровода 530×15 в насыпи при оттаивании грунта

Table 3. Numerical results of modeling the longitudinal movements of the pipeline 530×15 in the embankment during soil thawing

Приложенные касательные напряжения Applied shear stresses, $\tau$ , Па	Деформации мерзлого грунта Deformations of frozen ground, $u$ , м	Деформации оттаявшего грунта Deformations of thawed soil, $u$ , м
2000	$4,5072 \cdot 10^{-4}$	$1,7447 \cdot 10^{-2}$
4000	$9,0145 \cdot 10^{-4}$	$3,536 \cdot 10^{-2}$
6000	$1,3522 \cdot 10^{-3}$	$5,8633 \cdot 10^{-2}$
8000	$1,803 \cdot 10^{-3}$	$8,8802 \cdot 10^{-2}$
10000	$2,2528 \cdot 10^{-3}$	0,12621
12000	$2,7102 \cdot 10^{-3}$	0,17066
14000	$3,1853 \cdot 10^{-3}$	0,22256
16000	$3,6893 \cdot 10^{-3}$	0,28188
18000	$4,2478 \cdot 10^{-3}$	0,34896

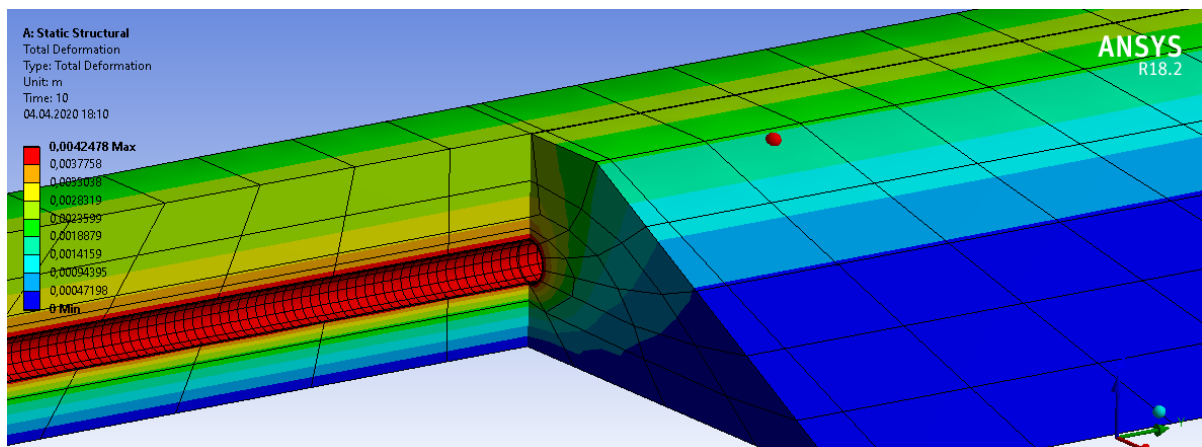


Рис. 6. Результаты моделирования продольных перемещений трубопровода 530×15 в насыпи при оттаивании грунта  
 Fig. 6. Results of modeling the longitudinal movements of the pipeline 530×15 in the embankment during soil thawing

Как видно из табл. 3, при приложении продольных касательных напряжений  $\tau=18 \cdot 10^3$  Па при изменении температуры грунта  $t=-4$  до  $t=0$  °С, продольные перемещения изменяются в 82 раза для заданных условий, что очень значительно при строительстве и эксплуатации трубопроводов.

Сделаем промежуточный вывод по расчету: если прямолинейный трубопровод уложен в траншею с различными характеристиками грунта, то при возникновении в трубопроводе разницы температур и внутреннего давления трубопровод начнет перемещаться. Зная характеристики грунта и стали по длине трубопровода и длины участков с разными характеристиками грунта, мы можем сказать, в какую сторону будет перемещаться трубопровод. При этом вычисляется его абсолютное значение. Перемещаться трубопровод будет в ту сторону, где сопротивление участка трубопровода будет меньше. Сопротивление перемещениям, в свою очередь, зависит от рассмотренных выше характеристик.

В итоге мы получаем задачу о балке, защемленной с двух сторон, с распределенной продольной линейной нагрузкой. Характер защемления и потери устойчивости трубопровода при изменении температуры грунта изучены в работах [19, 20].

Поскольку имеется возможность измерить абсолютное значение перемещений трубопровода и коэффициент постели, мы можем решить и обратную задачу: зная абсолютное перемещение трубопровода, вычисляем ориентировочное значение напряжений.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Устройство для определения плано-высотного положения подземных трубопроводов: пат. Рос. Федерация № 2713998; заявл. 26.10.2018; опубл. 11.02.2020, Бюл. № 5 – 8 с.
2. Устройство для определения плано-высотного положения подземных трубопроводов: пат. Рос. Федерация № 2647215; заявл. 08.08.2016; опубл. 13.02.2020, Бюл. № 8 – 8 с.
3. Review of the state of the art: interactions between a buried pipeline and frozen soil / H. Li, Y. Lai, L. Wang, X. Yang, N. Jiang, L. Li, C. Wang, B. Yang // Cold regions science and Technology. – 2019. – V. 157. – P. 171–186.
4. Моделирование напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода при сдвигах горных пород в зонах активных тектонических разломов / Д.В. Ялалов, А.Р. Валеев, Р.М. Аскарлов, Т.С. Хакимов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 119. – № 3. – С. 102–112.
5. Гишкелюк И.А., Станиловская Ю.В., Евланов Д.В. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности // Наука и технологии трубопроводного транспорта и нефтепродуктов. – 2015. – Т. 17. – № 1. – С. 20–25.
6. Гишкелюк И.А., Станиловская Ю.В. Компьютерное 3D моделирование ореола оттаивания грунтов с повторно-жильными льдами вокруг нефтепровода // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2013. – Т. 40. – № 6. – С. 14–21.
7. THM-coupled finite element analysis of frozen soil: formulation and application / S. Nishimura, A. Gens, S. Olivella, R.J. Jardine // Geotechnique. – 2009. – V. 59. – № 3. – P. 159–171.
8. Оценка влияния радиуса изгиба при расчетах продольных напряжений длительно эксплуатируемых трубопроводов / Р.М. Аскарлов, А.К. Гумеров, Р.М. Каримов, Х.Ш. Шамилов // Наука и технологии трубопроводного транспорта и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – № 3. – С. 234–242.

Поскольку в ММГ механические свойства грунтов сильно зависят от температуры, то помимо абсолютных перемещений необходимо знать температуру и влажность каждого грунта, которым сложено рассматриваемое поперечное сечение.

#### Заключение

В статье были рассмотрены вопросы моделирования системы трубопровод–грунт методом конечных элементов, а именно:

- 1) теоретические модели грунта и модели взаимодействия трубопровода с грунтом;
- 2) механические характеристики грунта для моделирования грунта в ANSYS;
- 3) сравнение результатов экспериментальных исследований с результатами, полученными на компьютерной модели. Получены адекватные результаты, результаты экспериментальных исследований лежат в пределах результатов моделирования;
- 4) расчет модели трубопровода в насыпи при оттаивании грунта с  $t=-4$  до  $t=0$  °С. Показано, насколько изменятся продольные перемещения при одинаковых касательных напряжениях.
- 5) методика определения направления продольного перемещения трубопровода при известных характеристиках грунта.

*Исследования выполнены в рамках конкурса «РОСНАНО/Конкурс молодежных проектов по инновационному развитию бизнеса «ТЕХНОКРАТ-2018».*

9. Экспериментальные исследования напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода при сдвигах горных пород в зонах активных тектонических разломов / Д.В. Ялалов, А.Р. Валеев, Р.М. Аскарлов, Ю.Д. Пережогин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 125. – № 3. – С. 39–49.
10. Review of the state of the art: interactions between a buried pipeline and frozen soil / H. Li, Y. Lai, L. Wang, X. Yang, N. Jiang, L. Li, C. Wang, B. Yang // Cold regions science and Technology. – 2019. – V.157. – P. 171–186.
11. Thermal elasto-plastic computation model for a buried oil pipeline in frozen ground / Z. Wen, Y. Sheng, H. Jin, S. Li, G. Li, Y. Niu // Cold regions science and Technology. – 2010. – V. 64. – P. 248–255.
12. Бородавкин П. П. Подземные трубопроводы. – М.: Недра, 1973. – 304 с.
13. Экспериментальные исследования сопротивления мерзлого грунта продольным перемещениям трубопровода при изменении температуры и влажности / Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов, Т.С. Султанмагомедов, Д.А. Гулин, А.Р. Урманова // Наука и технологии трубопроводного транспорта и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – № 3. – С. 243–251.
14. Lelovic S., Vasovic D. Determination of Mohr–Coulomb parameters for modelling of concrete // Crystals. – 2020. – V. 808. – P. 1–16. DOI: 10.3390/cryst10090808
15. Robert D.J. A modified Mohr–Coulomb model to simulate the behavior of pipelines in unsaturated soils // Computers and Geotechnics. – 2017. – V. 91. – P. 146–160. DOI: 10.1016/j.compgeo.2017.07.004
16. Hackston A., Rutter E. The Mohr–Coulomb criterion for intact rock strength and friction – a re-evaluation and consideration of failure under polyaxial stresses // Solid Earth. – 2016. – V. 7. – P. 493–508. DOI: 10.5194/se-7-493-2016
17. Ashghabadi M.S., Cheng X. Analysis of undrained seismic behavior of shallow tunnels in soft clay using nonlinear kinematic hardening model // Applied sciences. – 2020. – V. 10. – P. 2834–2856. Doi: 10.3390/app10082834

18. Максимов Ю.А., Филипповская А.Е. Алгоритмы решения задач нелинейного программирования. – М.: МИФИ, 1982. – 52 с.
19. Демченко В.Г., Загороднев А.В. Роль температурного перепада при механическом расчете магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – Т. 62. – № 4. – С. 12–18.
20. Димов Л.А., Димов И.Л. Общая устойчивость подземных МГ в продольном направлении: методы определения и расчета // Газовая промышленность. – 2015. – Т. 719. – № 3. – С. 40–44.

*Поступила 10.03.2021 г.*

#### **Информация об авторах**

**Султанмагомедов Т.С.**, аспирант, ассистент кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Бахтизин Р.Н.**, доктор физико-математических наук, профессор, первый проректор Уфимского Государственного нефтяного технического университета, академик РАЕН, академик АН Республики Башкортостан, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Султанмагомедов С.М.**, доктор технических наук, профессор кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ, декан факультета трубопроводного транспорта, академик РАЕН, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Урманова А.Р.**, студент кафедры транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.692.4.053

## SIMULATION OF PIPELINE AXIAL DISPLACEMENT IN FROZEN SOILS

Timur S. Sultanmagomedov<sup>1</sup>,  
tsultanmaga@gmail.com

Ramil N. Bakhtizin<sup>1</sup>,  
rektor@rusoil.net

Sultanmagomed M. Sultanmagomedov<sup>1</sup>,  
fft2010@mail.ru

Adelia R. Urmanova<sup>1</sup>,  
adeliyaurmanova424@gmail.com

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

**The research** of the reseach is caused by the need for numerous experimental studies to determine the effect of temperature and soil moisture on its mechanical characteristics. With a change in temperature and soil moisture, the Poisson's ratio, Young's modulus, cohesion, and friction angle of the soil change. For permafrost soils, these changes are significant. They affect the stress-strain state of the underground pipeline as well as the dependence of the longitudinal displacements on the applied loads. The computer model will reduce the number of experimental research using finite element modeling.

**The aim** of the research is to develop a mathematical model of the pipeline-soil system to study the effect of changes in the temperature of permafrost on the stress-strain state of the pipeline.

**Objects:** underground pipelines laid in permafrost soils, subject to movements during oil and gas transportation; simultaneous influence of soil characteristics on displacement of a pipeline subjected to loads.

**Methods:** mathematical modeling, finite element modeling in the ANSYS software package, methods of building and soil mechanics, experiment planning.

**Results.** The authors have carried out the analysis of the pipeline soil interaction models. A 3D model of the pipeline experimental installation in a tray with a soil array was developed. The paper describes the characteristics of geomechanical theory model of the Mohr-Coulomb plasticity for the soil. The dependence of the longitudinal displacements on the applied longitudinal load in ANSYS is obtained. A comparison is made with the results obtained in the experimental installation.

**Key words:**

Permafrost soil, longitudinal displacements, monitoring, finite element method, stress-strain state.

The research was conducted as part of the RUSNANO/Competition of youth projects on innovative business development TECHNOKRAT-2018 competition.

**REFERENCES**

- Kislun A.A., Shabrov P.N., Tvardievich S.V., Kolesnichenko S.I., Shatokhin A.A., Tkachenko I.G., Shabrov S.N., Shablya S.G. *Ustroystvo dlya opredeleniya planovo-vysotnogo polozheniya podzemnykh truboprovodov* [A device for determining the planned height position of underground pipelines]. Patent RF, no. 2713998, 2020.
- Kiselev Y.V., Kislun A.A., Nosach G.N., Bachalov S.V., Shatokhin A.A., Tkachenko I.G., Geraskin V.G., Shabrov S.N., Shablya S.G., Shumsky B.G., Shabrov P.N., Tvardievich S.V. *Ustroystvo dlya opredeleniya planovo-vysotnogo polozheniya podzemnykh truboprovodov* [A device for determining the planned height position of underground pipelines]. Patent RF, no. 2647215, 2020.
- Li H., Lai Y., Wang L., Yang X., Jiang N., Li L., Wang C., Yang B. Review of the state of the art: interactions between a buried pipeline and frozen soil. *Cold regions science and Technology*, 2019, vol. 157, pp. 171–186.
- Yalalov D.V., Valeev A.R., Askarov R.M., Khakimov T.A. Development of vibration-proof metamaterials modeling of the stress-strain state of the underground pipeline during rock shifting in the zones of active tectonic faults. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, Iss. 3 (119), pp. 102–112. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-102-112. In Rus.
- Gishkeluk I.A., Stanilovskaya Yu.V., Evlanov D.V. Forecasting of permafrost thawing around an underground cross-country pipeline. *Oil & oil products pipeline transportation: science & technologies*, 2015, vol. 17, no. 1, pp. 20–25. In Rus.
- Gishkeluk I.A., Stanilovskaya Yu.V., Computer 3D modeling of a thawing ground of a thawing ground with re-ice around an oil pipeline. *Pipeline transport [theory and practice]*, 2013, vol. 40, no. 6, pp. 14–21. In Rus.
- Nishimura S., Gens A., Olivella S., Jardine R.J. THM-coupled finite element analysis of frozen soil: formulation and application. *Geotechnique*, 2009, vol. 59, no. 3, pp. 159–171.
- Askarov R.M., Gumerov A.K., Karimov R.M., Shamilov Kh.Sh. Influence of bending radius on longitudinal stresses in long operation pipelines. *Science and technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2020, vol. 10, no. 3, pp. 234–242. In Rus.
- Yalalov D.V., Valeev A.R., Askarov R.M., Perezhogin Yu.D. Experimental research of the stress-strain state of the underground pipeline during rock shifting in the areas of active tectonic faults. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2020, Iss. 3 (125), pp. 39–49. In Rus. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-39-49.
- Li H., Lai Y., Wang L., Yang X., Jiang N., Li L., Wang C., Yang B. Review of the state of the art: interactions between a buried pipeline and frozen soil. *Cold regions science and Technology*, 2019, vol. 157, pp. 171–186.
- Wen Z., Sheng Y., Jin H., Li S., Li G., Niu Y. Thermal elastoplastic computation model for a buried oil pipeline in frozen ground. *Cold regions science and Technology*, 2010, vol. 64, pp. 248–255.

12. Borodavkin P.P. *Podzemnye truboprovody* [Underground pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 304 p.
13. Bakhtizin R.N., Sultanmagomedov S.M., Sultanmagomedov T.S., Gulin D.A., Urmanova A.R. Experimental study of the axial movement of the pipeline in permafrost conditions with changes in soil temperature and humidity. *Science and technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2020, vol. 10, no. 3, pp. 243–251. In Rus.
14. Lelovic S., Vasovic D. Determination of Mohr–Coulomb parameters for modelling of concrete. *Crystals*, 2020, vol. 808, pp. 1–16. DOI: 10.3390/cryst10090808.
15. Robert D.J. A modified Mohr–Coulomb model to simulate the behavior of pipelines in unsaturated soils. *Computers and Geotechnics*, 2017, vol. 91, pp. 146–160. DOI: 10.1016/j.compgeo.2017.07.004
16. Hackston A., Rutter E. The Mohr–Coulomb criterion for intact rock strength and friction – a re-evaluation and consideration of failure under polyaxial stresses. *Solid Earth*, 2016, vol. 7, pp. 493–508. DOI: 10.5194/se-7-493-2016.
17. Asheghabadi M.S., Cheng X. Analysis of undrained seismic behavior of shallow tunnels in soft clay using nonlinear kinematic hardening model. *Applied sciences*, 2020, vol. 10, pp. 2834–2856. doi:10.3390/app10082834.
18. Maksimov Yu.A., Fillipovskaya A.E. *Algoritmy resheniya zadach nelineynogo programmirovaniya* [Algorithms for solving nonlinear programming problems]. Moscow, MIPI Publ., 1982. 52 p.
19. Demchenko V.G., Zagorodnev A.V., The role of temperature difference in mechanical calculation of main pipelines. *Pipeline transport: theory and practice*, 2017, vol. 62, no. 4, pp. 12–18. In Rus.
20. Dimov L.A., Dimov I.L. General stability of underground TG in the longitudinal direction: methods of determination and calculation. *Gas industry*, 2015, vol. 719, no. 3, pp. 40–44. In Rus.

Received: 10 March 2021.

#### Information about the authors

**Timur S. Sultanmagomedov**, graduate student, assistant, Ufa State Petroleum Technological University.

**Ramil N. Bakhtizin**, Dr. Sc., professor, Academician of the RANS, Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, first vice-rector, Ufa State Petroleum Technological University.

**Sultanmagomed M. Sultanmagomedov**, Dr. Sc., professor, Academician of the RANS, dean of the pipeline transport department, Ufa State Petroleum Technological University.

**Adelia R. Urmanova**, student, Ufa State Petroleum Technological University.



УДК 553.981

## ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПОСТРОЕНИЙ

**Пономарев Александр Иосифович<sup>1</sup>,**  
pnmrv@mail.ru

**Меркулов Анатолий Васильевич<sup>2</sup>,**  
Priemnaia@ygd.gazprom.ru

**Сопнев Тимур Владимирович<sup>3</sup>,**  
gdu@gd-urengoy.gazprom.ru

**Мурзалимов Заур Уразалиевич<sup>2</sup>,**  
Z.Murzalimov@yamburg.gazprom.ru

**Куц Иван Иванович<sup>2</sup>,**  
I.Kusch@yamburg.gazprom.ru

**Кожухарь Руслан Леонидович<sup>2</sup>,**  
R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

<sup>2</sup> ООО «Газпром добыча Ямбург»,  
Россия, 629300, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, 9.

<sup>3</sup> ООО «Газпром добыча Уренгой»,  
Россия, 629300, г. Новый Уренгой, ул. Железнодорожная, 8.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью повышения точности прогнозирования технологических показателей разработки месторождений углеводородного сырья. Это позволит подбирать оптимальное оборудование для подготовки сырья, сдвигать сроки ввода промышленных мощностей для достижения максимального экономического эффекта от разработки месторождений.

**Цель:** определить точность расчета коэффициента пористости месторождения, принятую при подсчете запасов и проектировании разработки; оценить вариации коэффициента пористости во всем объеме месторождения; оценить степень снижения точности определения коэффициента пористости при переходе от этапа ядерных исследований до трехмерной геологической модели; установить причины снижения точности определения коэффициента пористости при трехмерном геологическом моделировании.

**Объекты:** сеноманская залежь нефтегазоконденсатного месторождения на севере Западной Сибири.

**Методы:** вариограммный анализ, трехмерное геологическое моделирование, оценка точности определения коэффициента пористости.

**Результаты.** Для корректного выполнения подсчета запасов и подготовки проектного документа требуется определить коэффициент пористости с погрешностью не более 5 %. В работе оценена вероятность достижения требуемого уровня точности расчета коэффициента пористости при подсчете запасов только по данным геофизических исследований скважин, по результатам данных геофизических исследований скважин, но с учетом расположения скважин по площади месторождения, а также с учетом пространственного распространения коэффициента пористости. Выполнена оценка границ изменения коэффициента пористости по всему объему породы-коллектора, что в дальнейшем может послужить основой для адаптации гидродинамической модели. Рассчитано снижение соотношения объемов исследованного керна к объему породы по геофизическим исследованиям скважины, к общему объему породы-коллектора, а также проведена оценка точности определения коэффициента пористости при переходе от лабораторных исследований к среднему коэффициенту пористости по всему объему породы-коллектора.

### **Ключевые слова:**

Запасы углеводородного сырья, подсчет запасов углеводородного сырья, геологическое моделирование, вариограммный анализ, погрешность расчета запасов углеводородов.

### **Введение**

Определение запасов нефти и газа месторождений всегда сопряжено с долей неопределенности. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), входящие в формулу подсчета запасов объемным методом, не могут быть напрямую измерены для всего объема месторождения, поэтому значения подсчетных параметров, попадающие в заключительный отчет, рассчиты-

ваются с применением множества математических операций (осреднение, аппроксимирование, взвешивание и т. д.). При выполнении подсчета запасов определяются наиболее вероятные значения подсчетных параметров и, соответственно, геологических запасов. Для геологических моделей нормативно установлено допустимое отклонение погрешности в 5 % для всех подсчетных параметров и величины запасов.

Допустимая погрешность в определении геологических запасов установлена одинаковой для всех месторождений и никак не изменяется в зависимости от количества и качества исходных данных. Если оценка геологических запасов выполнена неверно и превышает установленные лимиты, эта погрешность в конечном итоге начнет влиять на качество прогнозирования показателей разработки. Особенно ярко эта погрешность будет проявляться на поздних этапах разработки, поскольку остаточные запасы углеводородного сырья (УВС) снижаются, а абсолютное значение погрешности определения запасов УВС остается постоянным. Поэтому величина относительной погрешности постепенно растет, и невязка прогнозируемых показателей разработки с фактом также растет. При этом специалисты по адаптации гидродинамических моделей обязаны обеспечить допустимое отклонение по геологическим запасам УВС в гидродинамической модели, не взирая на фактическую динамику показателей разработки месторождения.

#### Оценка погрешности расчета коэффициента пористости

В современной российской практике геолого-гидродинамического моделирования не получили широкого распространения процедуры по адаптации гидродинамических моделей с использованием геологических параметров, входящих в формулу подсчета запасов. Причина сложившейся ситуации проста – во временном регламенте [1] оценка качества построений геолого-гидродинамической модели производится в первую очередь сопоставлением созданной и адаптированной к показателям разработки математической модели к подсчету запасов. Согласно требованиям [1] по оценке качества геолого-гидродинамических моделей, допустимая погрешность в оценке запасов и всех подсчетных параметров составляет всего 5 %. При этом не учитываются геологические факторы, которые могут повлиять на величину допустимой погрешности определения запасов. Тем самым специалисты по моделированию месторождений при адаптации фильтрационных моделей ограничены изменениями только гидродинамических характеристик (относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, абсолютная проницаемость и т. д.), не затрагивающих подсчетные параметры. Реальная точность определения геологических запасов может значительно отличаться от 5 %. В работе [2] предлагается выполнять подсчет запасов на основе нечетких множеств, и авторы приходят к выводу, что погрешность определения запасов для объемного метода составляет 20–30 %. Именно поэтому в мировой практике большую популярность приобретает интегрированное геолого-гидродинамическое моделирование [3–6]. В процессе интегрированного моделирования геологическая модель строится параллельно с гидродинамической, при этом геологическая модель строится таким образом, чтобы максимально точно воспроизвести фактические показатели разработки.

Реальная точность расчета подсчетных параметров может быть получена при анализе всех этапов подсчета запасов начиная с лабораторных исследований ядра и заканчивая математическими вычислениями

при построении трехмерной геологической модели. На рис. 1 представлены основные этапы возникновения погрешностей определения ФЕС в рамках подсчета запасов. Самыми достоверными данными являются лабораторные исследования ядра. При этом важно отметить, что влияние гистерезиса фильтрационно-емкостных свойств ядрового материала при изменении напряженного состояния выходит за рамки настоящей статьи. В данном случае на точность определения ФЕС влияет лишь погрешность лабораторных приборов и погрешность, возникающая на этапе отбора и транспортирования ядра. На следующем этапе интервалам ядра с одинаковыми литологическими параметрами присваивается осредненное значение подсчетного параметра нескольких образцов. Процедура осреднения подсчетных параметров, определенных по лабораторным образцам, вносит дополнительную погрешность. Кроме того, количество исследований ядрового материала недостаточно для построения геологической модели, поэтому для увеличения охвата месторождения исследованиями применяют геофизические исследования скважин, которые являются косвенными методами определения емкостных свойств. Между ФЕС, определенными в лабораторных условиях, и физическими полями, наблюдаемыми геофизическими приборами, устанавливается корреляционная зависимость. Таким образом, получается большое количество исследований с повышенной погрешностью. На этом этапе возможно выполнение подсчета запасов [7–9], в ходе которого определяются эталонные значения подсчетных параметров и величины запасов УВС для месторождения. Однако только данных ГИС недостаточно для прогнозирования показателей разработки месторождения, для этого применяется геологическое и фильтрационное моделирование. При геологическом моделировании по данным ГИС определяются значения подсчетных параметров в каждой точке пространства залежи. Переход от маленького объема залежи, изученной средствами ГИС, к общему объему залежи сопровождается появлением погрешности определения подсчетных параметров в межскважинном пространстве. Суммируя все возникающие погрешности, можно рассчитать общую погрешность определения подсчетного параметра.

Величина погрешности определения подсчетных параметров ядра в условиях лабораторного исследования будет зависеть от оборудования конкретной лаборатории, в целом эта погрешность незначительна по сравнению с остальными операциями, поэтому в дальнейшем не учтена. Погрешность определения подсчетного параметра при переходе от ядра к ГИС оценивается коэффициентом детерминации, показывающим степень связи наблюдаемых физических полей со значениями подсчетного параметра.

Гораздо сложнее оценить погрешность при переходе от геофизических исследований к трехмерному объему залежи. Как правило, определение подсчетных параметров для всего пространства месторождения осуществляется методами геостатистики. В специализированном программном обеспечении геоло-

гического и гидродинамического моделирования разработки месторождений УВС уделяется большое внимание задачам, связанным с выявлением и снижением неопределенностей в геологическом строении [8–13]. В геологических симуляторах большое распространение для определения геологической неопределенности получил метод «Монте-Карло» [14, 15]. Применение данного метода подразумевает использование принятого вероятностного закона распределения геологических параметров, полученных лабораторным методом или по данным ГИС. Изменяя настройки расчета геологических параметров, определяют наиболее вероятное значение геологического параметра и его вероятностное распределение. Сложность в применении метода Монте-Карло заключается в определении диапазонов изменения параметров, участвующих при построении трехмерного распределения геологического параметра. Геологические риски, в том числе и без учета вариативности исходных данных, могут быть определены с помощью многовариантного геологического моделирования [16–18]. Подобные методики очень распространены на практике, однако для определения границ варьирования подсчетных параметров и процентилей необходимо выполнить большое количество построений геологической модели [19, 20]. Подсчет запасов по методу материального баланса является хорошим вариантом

по определению запасов для разрабатываемого месторождения [21, 22], однако он не позволяет оценить вариативность отдельных геологических параметров, а также данный метод неприменим до начала промышленной разработки месторождения. Альтернативным подходом к определению погрешности среднего значения геологического параметра при пространственном распределении геологического параметра является применение вариограммного анализа [23–25]. В вариограммы, используемые при построении пространственного распределения геологического параметра, заложены неопределенности, вызванные пространственной связностью геологических параметров.

Оценивая погрешность определения подсчетного параметра, рассчитывается не только вероятностная оценка величины начальных геологических запасов, но и минимальное/максимальное значение начальных геологических запасов. Расширение установленных методическими рекомендациями [1] рамок по максимально допустимому отклонению в расчете величины запасов и подсчетных параметров позволит более гибко адаптировать гидродинамическую модель к фактическим показателям разработки и, как следствие, получать более точный прогноз показателей разработки на весь период.



Рис. 1. Схема возникновения погрешности при определении ФЕС

Fig. 1. Scheme of error occurrence in determining the filtration-capacitive properties

Для примера проведем оценку точности определения коэффициента пористости для одного из газовых месторождений севера Западной Сибири, которое является достаточно хорошо изученным и большая часть запасов которого приходится на категорию запасов «А». КERN отобран из интервала сеноманской залежи месторождения по 21-ой скважине. Коэффициент пористости определен по зависимости от параметра  $\alpha_{ГИС}$  (рис. 2). Нижнее граничное значение коллектора по  $\alpha_{ГИС}$  составляет 0,21, нижнее граничное значение пористости для коллектора составляет 0,235 д. ед. Коэффициент пористости по керну определен по 441 интервалу. Исследовано 1857 образцов из 852,3 метров эффективной толщины. Общий объем коллектора, по которому коэффициент пористости принят по результатам керновых исследований, составляет 25,86 м<sup>3</sup>.

При переходе от керна к ГИС определяется зависимость между прямым замером пористости по керну и наблюдаемым в геофизическом приборе значением физического поля. Пористость в газонасыщенной части определена по 158 скважинам, суммарная эффективная газонасыщенная толщина, по которой определен коэффициент пористости по ГИС, составляет 16745,1 м. Объем коллектора, по которому коэффициент пористости принят по ГИС, составляет 3674 м<sup>3</sup>.

Общий же объем коллектора по месторождению составляет 77661457000 м<sup>3</sup>. Таким образом, доля коллектора, по которому коэффициент пористости определен по керну, составляет 0,000000033 %, а по ГИС – 0,000004731%. В целом такой низкий охват объема коллектора керновыми и геофизическими исследованиями характерен для всех месторождений, разрабатываемых скважинным способом.

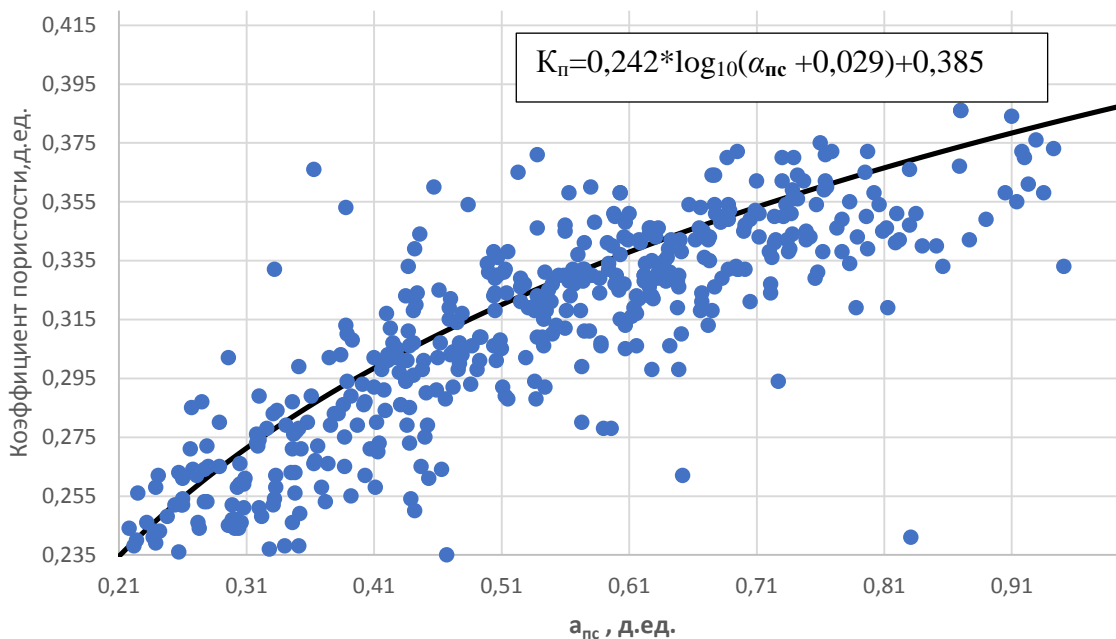


Рис. 2. Определение зависимости коэффициента пористости от  $\alpha_{пс}$

Fig. 2. Determination of porosity coefficient dependence on  $\alpha_{пс}$

Среднее значение пористости по керну принято равным 32,146 %, по ГИС в интервалах отбора керна – 33,067 %, по ГИС по месторождению в целом – 32,933 %. Гистограммы распределения пористости для всех случаев представлены на рис. 3.

Несмотря на то, что точность результатов интерпретации ГИС ниже, чем по керновым исследованиям, построение геологической модели и оценка геологических запасов производится по ФЕС, определенным по ГИС. Это связано с незначительным объемом коллектора, по которому выполнены керновые исследования, к примеру, для рассматриваемого месторожде-

ния объем коллектора с керновыми исследованиями в 142 раза меньше, чем объем коллектора с результатами интерпретации ГИС. Однако для дальнейших расчетов важно учитывать степень соответствия керновой пористости и результатов интерпретации ГИС, для этого определена дисперсия расхождения расчетного и кернового значения пористости. Используя нормальное распределение, определена вероятность среднего значения коэффициента пористости по данным ГИС (рис. 4). Вероятность того, что при подсчете запасов коэффициент пористости был определен с погрешностью 5 %, составляет 60,2 %.

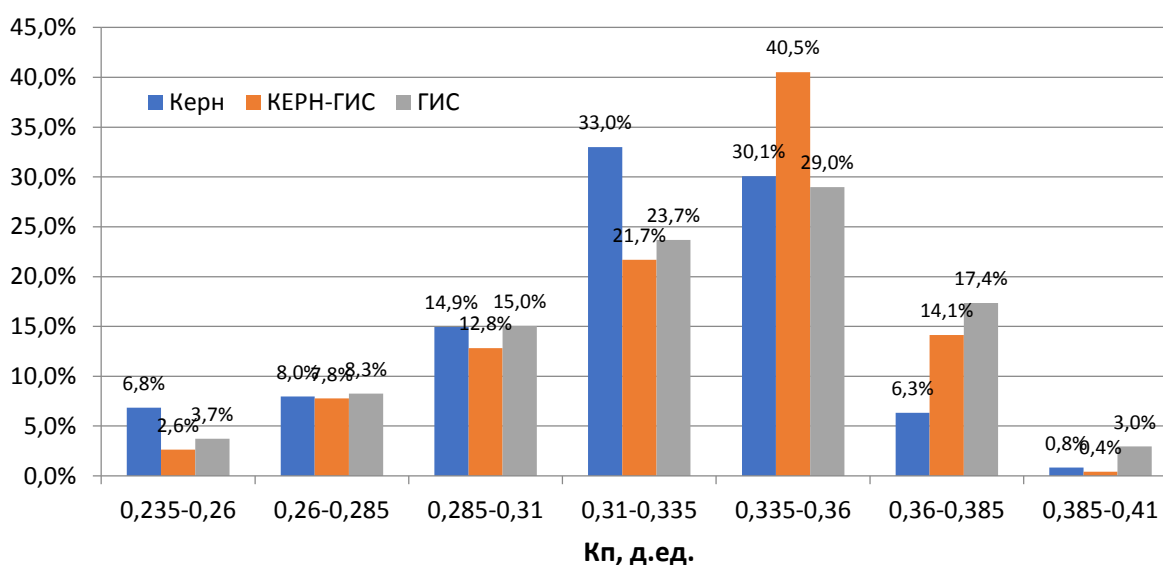


Рис. 3. Гистограммы распределения коэффициента пористости по результатам керновых исследований и геофизических исследований скважин

Fig. 3. Histograms of porosity coefficient distribution according to the results of core studies and geophysical studies of wells

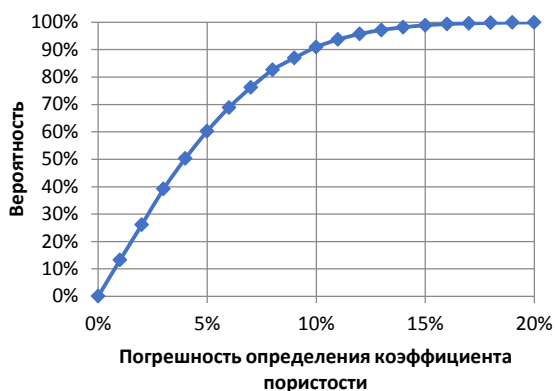


Рис. 4. График вероятности определения среднего значения коэффициента пористости по ГИС

Fig. 4. Graph of probability of determining the average value of the porosity coefficient for geophysical studies of wells

При определении трехмерного распределения коэффициента пористости по всему объему коллектора месторождения необходимо рассчитать значение в 99,999995 % объема залежи, по которому нет никаких исследований. Эта задача решается в процессе геологического моделирования. Наиболее распространенным методом построения трехмерных распределений геологических параметров является использование методов геостатистики, в основе которой лежит вариограммный анализ. Вариограммы позволяют оценить связанность геологических параметров в пространстве. На рис. 5 приведены вариограммы для коэффициента пористости по трем направлениям. При этом использовалась экспоненциальная вариограмма:

$$\gamma'(h) = \sigma^2 \left( 1 - \exp\left(-\frac{h}{r/3}\right) \right),$$

где  $r$  – ранг вариограммы;  $h$  – расстояние от наблюдаемой точки до моделируемой области;  $\sigma^2$  – вариация;  $\gamma'(h)$  – вариация на расстоянии  $h$ .

Ранги вариограмм в параллельном, нормальном и вертикальном направлениях составляют 1050, 2000 и 22 м, соответственно. С учетом полученных вариограмм весь объем месторождения разделяется на зоны с различной вариацией (рис. 6). На рис. 7 представлен график вероятности среднего значения коэффициента пористости с учетом вариограммного анализа. Также в вероятности на рис. 7 учтена точность расчета пористости по ГИС, определенная ранее. Для всего объема месторождения вероятность того, что коэффициент пористости определен с погрешностью 5 %, составляет 37,5 %.

В свою очередь, альтернативой вариограммному анализу может быть оценка дисперсии среднего коэффициента пористости по скважинам. Это позволит смоделировать ситуацию, в которой скважины, участвующие при подсчете запасов, располагались бы в других точках в границах площади газонасыщенности и соответственно имели бы другие средние значения коэффициента пористости. Для этого по всем сква-

жинам на месторождения рассчитаны средние значения коэффициента пористости и определена дисперсия средних значений пористости по скважинам. Используя нормальное распределение, получаем вероятность среднего значения коэффициента пористости для любой гипотетической скважины в пределах контура газонасыщенности. Дисперсия в этом случае составляет 0,000223. При определении вероятности расчета среднего коэффициента пористости можно учесть удаленность скважин друг относительно друга – провести декластеризацию данных [26]. Самым простым решением для декластеризации будет применение диаграмм Вороного и разделение всей площади месторождения на зоны. В центре каждой зоны располагается скважина, участвующая в подсчете запасов. В каждой зоне принимается значение коэффициента пористости, равное значению по соответствующей скважине. Дисперсия среднего коэффициента пористости с учетом декластеризации составляет 0,000215. В итоге вероятность того, что отклонение фактического коэффициента пористости от утвержденного значения будет менее 5 %, составляет 49,9 % с учетом изменчивости коэффициента пористости по площади и 50,1 % с учетом декластеризации (рис. 8).

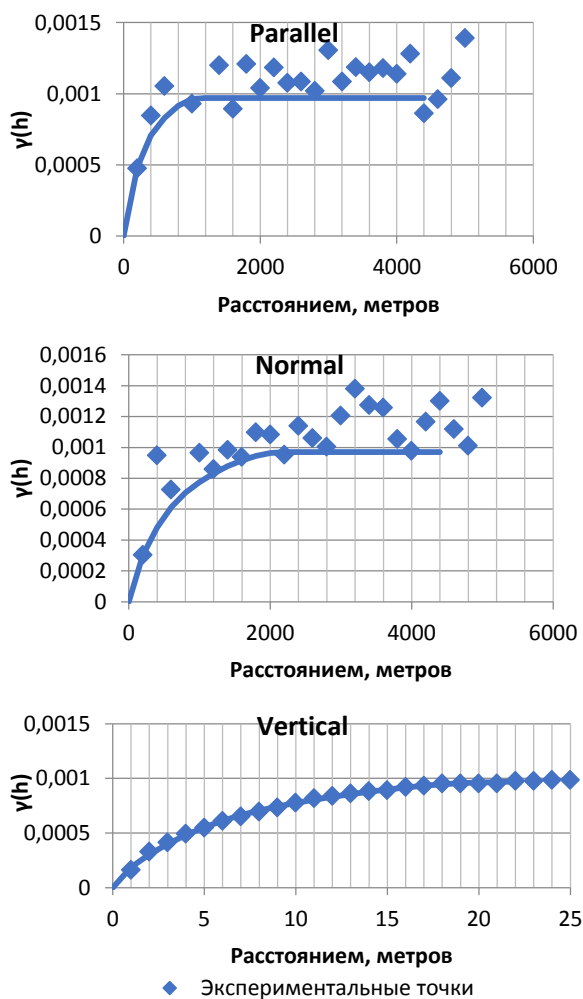


Рис. 5. Вариограммы

Fig. 5. Variograms

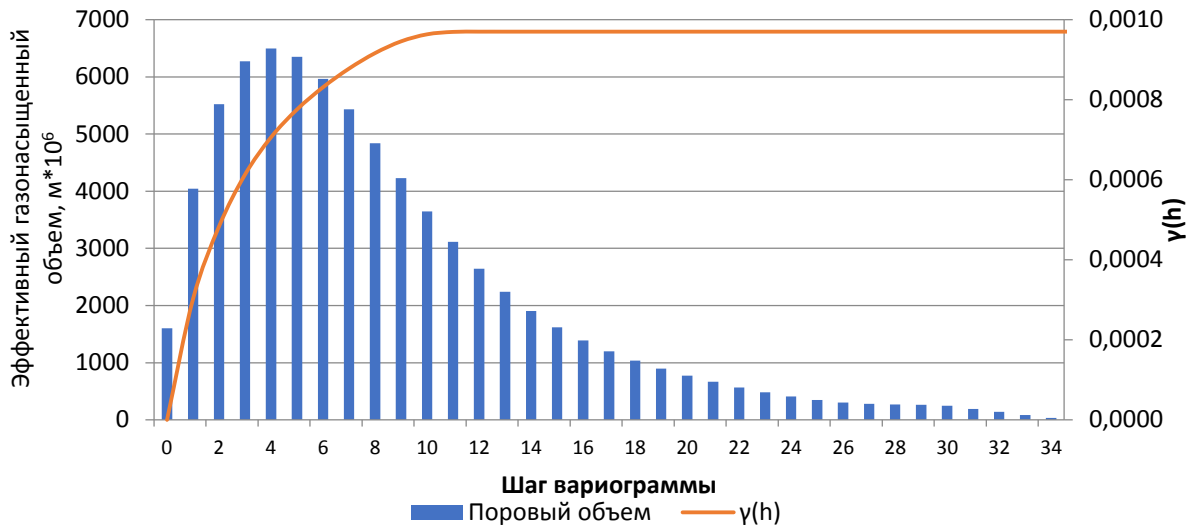


Рис. 6. Распределение эффективного порового объема с учетом шага вариограммы  
 Fig. 6. Distribution of the effective pore volume taking into account the step of the variograms

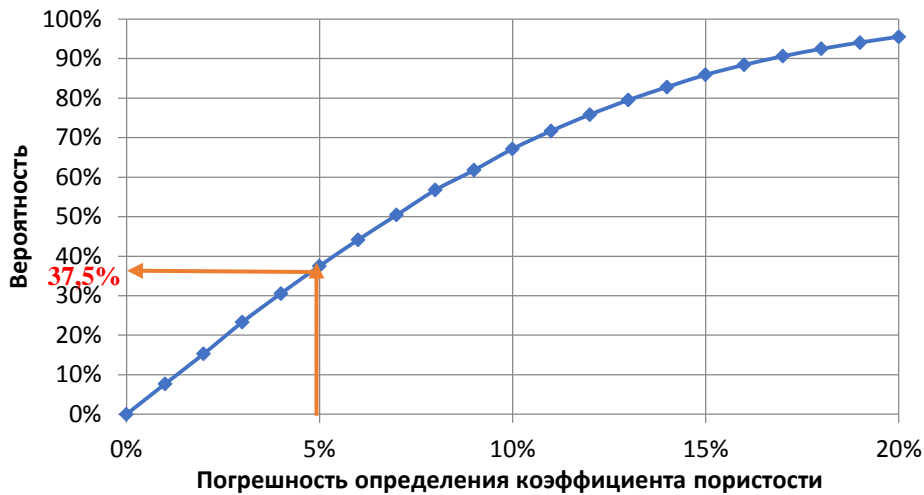


Рис. 7. График вероятности определения среднего значения коэффициента пористости по ГИС и вариограммному анализу  
 Fig. 7. Graph of probability of determining the average value of the porosity coefficient from geophysical studies of wells and variogram analysis

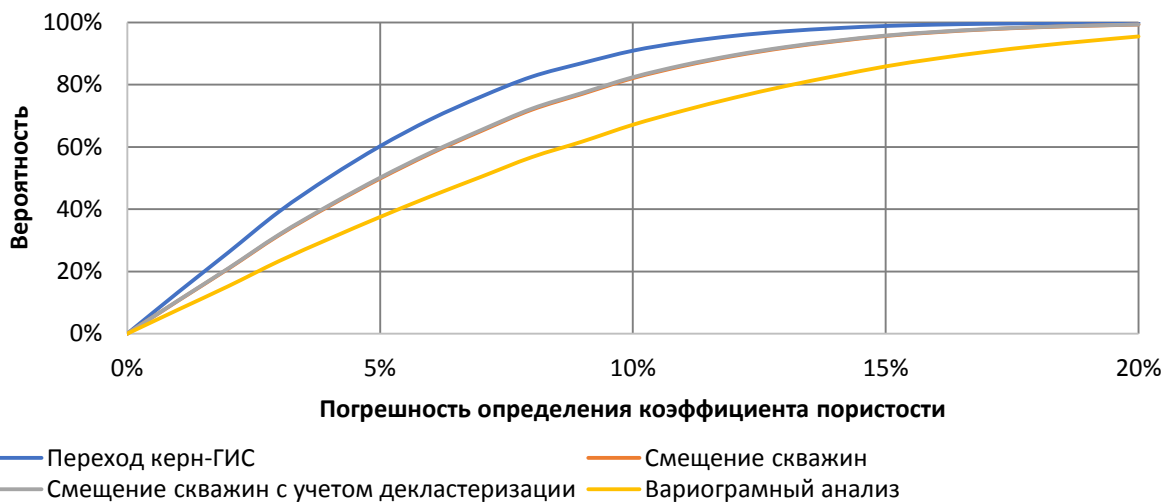


Рис. 8. График вероятности определения среднего значения коэффициента пористости  
 Fig. 8. Graph of probability of determining the average value of the porosity coefficient

### Заключение

Объемы горной породы, по которой проводятся определения ФЕС для выполнения подсчета запасов и проекта разработки, ничтожно малы по сравнению с общим объемом залежи. Это приводит к появлению неопределенности пространственного распределения значений подсчетных параметров, например, коэффициента пористости. При переходе от ядерных измерений к геофизическим вероятность того, что погрешность определения коэффициента пористости составит менее 0,016 д. ед. (что соответствует 5 % погрешности от среднего коэффициента пористости), составляет 60,2 %. Переход к двумерной модели, с помощью определения среднего коэффициента пористости по

скважинам с учетом и без учета декластеризации, составляет уже 49,9 и 50,1 % соответственно. А при переходе к трехмерной геологической модели вероятность того, что для всего объема залежи погрешность определения не превышает 5 %, составляет 37,5 %.

Можно применить различные методики оценки точности определения подсчетных параметров, однако выводы от этого не изменятся: повышение точности определения подсчетных параметров возможно только в случае повышения количества исследований при увеличении плотности сетки разбуривания месторождения, либо за счет промысловой информации о динамике разработки месторождения при построении/актуализации геологической модели.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС, от 19.04.2012.
2. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях: монография. – Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2004. – 296 с.
3. Integration of petroleum and reservoir engineering workflows in production database management systems / D. Talbot, P. Jeffs, A. Hyde, A. Kohok, D. Rossi // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – SPE-181071-MS. – 13 p.
4. Burgstaller C. New approaches of using fluid level data for production optimization and reservoir engineering applications // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – SPE-180159-MS. – 10 p.
5. Appraising carbon geological-storage potential in unconventional reservoirs: engineering-parameters analysis / Zhiming Chen, Xinwei Liao, Xiaoliang Zhao, Xiaojiang Li // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – SPE-189442-PA. – 13 p.
6. An integrated geological-reservoir engineering technique for increasing confidence in field development planning for a reservoir under primary depletion / Aakash Biswas, Ali Al Jumah, Farhad Lalji, Mohamad Doush // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – SPE-188780-MS. – 13 p.
7. Петерилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом – М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.
8. Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Миннуллин А.Г. К вопросу о потере запасов нефти при традиционном способе подсчета // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 2. – С. 33–36.
9. Кирсанов А.Н., Зинченко И.А., Кирсанов С.А. Технология подсчета и дифференциации запасов газа по качеству терригенных коллекторов // Газовая промышленность. – 2004. – № 10. – С. 28–34.
10. Файзуллина С.Р., Сафаров А.Ф., Михайлов С.Н. Особенности современного подхода подсчета запасов с применением трехмерного геологического моделирования на примере массивных залежей нефтяного месторождения // Нефтяная провинция. – 2017. – № 4 (12). – С. 83–90.
11. Громов Е.В., Торопов Д.А. Повышение точности подсчета запасов с применением 3D моделирования (на примере месторождения «Партомчорр») // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 23. – С. 158–166.
12. Ядрышников О.А., Алтунин А.Е. Комплекс программ для оценки запасов углеводородов и подсчетных параметров в условиях неопределенности // Вестник тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4. – № 4. – С. 249–265.
13. Kupfersberg H., Deutsch C.V. Methodology for integrating analogue geologic data in 3-d variogram modeling // AAPG Bidliten. – 1999. – № 83 (8). – P. 1262–1278.
14. Смолич С.В., Смолич К.С. Решение горно-геологических задач методом «Монте-Карло». – Чита: ЧитГУ, 2004. – 103 с.
15. Kelliher C.F., Mahoney L.S. Using Monte Carlo simulation to improve long-term investment decision // The Appraisal Journal. – 2000. – № 1. – P. 44–56.
16. Deutsch C.V., Journel A.G. Stochastic modeling and geostatistics: principles, methods, and case studies // AAPG Computer Applications in Geology. – 1995. – № 3. – P. 131–142.
17. Deutsch C.V., Srinivasan S. Improved reservoir management through ranking stochastic reservoir models // SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, OK, 1996. – SPE Paper Number 35 411. – P. 105–113.
18. Deutsch C.V., Wang L. Hierarchical object-based stochastic modeling of fluvial reservoirs // Math Geology. – 1996. – № 28 (7). – P. 857–880.
19. Нугманов Б.Х., Эминов А.Ш., Рагимов Ф.В.3. Анализ чувствительности и оценка геологических рисков при подсчете запасов месторождения «Каламкас» // Научные труды НИПИ нефтегаз гнкар. – 2017. – № 3. – С. 4–8.
20. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышников О.А. Вероятностные и нечеткие модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов // Вестник тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3. – № 2. – С. 85–99.
21. Воронков А.А., Журова Е.Л. Системный подход к применению уравнения материального баланса для газовых месторождений // Газовая промышленность. – 2012. – № 11 (682). – С. 37–41.
22. Оценка достоверности результатов подсчета запасов газа разбуренного участка агкм / Г.П. Косачук, В.Ф. Перепеличенко, Ф.Р. Билалов, Н.П. Мартынова // Газовая промышленность. – 2004. – № 1. – С. 56–58.
23. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 400 с.
24. Gringarton E., Deutsch C. Methodology for variogram interpretation and modeling for improved petroleum reservoir characterization // SPE Annual Technical Conference and Exhibition Formation Evaluation and Reservoir Geology. – 1999. – SPE paper Number 56654. – P. 151–163.
25. Journel A.G., Huijbregts C.J. Mining geostatistics. – New York: Academic Press, 1978. – 600 p.
26. Вестник Roxar 2015 // Roxar. 2015. URL: <http://roxar.ru/wp-content/uploads/2017/04/%D0%92%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%BD%D0%B8%D0%BA-Roxar-%D0%9D%D0%BE%D1%8F%D0%B1%D1%80%D1%8C-2015.pdf> (дата обращения 16.06.2020).

Поступила 17.06.2020 г.

**Информация об авторах**

**Пономарев А.И.**, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Меркулов А.В.**, главный геолог, заместитель генерального директора ООО «Газпром добыча Ямбург».

**Сопнев Т.В.**, главный геолог, заместитель генерального директора ООО «Газпром добыча Уренгой».

**Мурзалимов З.У.**, начальник управления геологии, разработки и лицензирования месторождений ООО «Газпром добыча Ямбург».

**Куц И.И.**, начальник геологического отдела ООО «Газпром добыча Ямбург».

**Кожухарь Р.Л.**, ведущий геолог ООО «Газпром добыча Ямбург».



UDC 553.981

## ACCURACY OF POROSITY, WHEN PERFORMING THREE-DIMENSIONAL GEOLOGICAL IMAGES

**Alexander I. Ponomarev<sup>1</sup>,**  
pnmrv@mail.ru

**Anatoly V. Merkulov<sup>2</sup>,**  
Priemnaia@ygd.gazprom.ru

**Timur V. Sopnev<sup>3</sup>,**  
gdu@gd-urengoy.gazprom.ru

**Zaur U. Murzalimov<sup>2</sup>,**  
Z.Murzalimov@yamburg.gazprom.ru

**Ivan I. Kushch<sup>2</sup>,**  
I.Kusch@yamburg.gazprom.ru

**Ruslan L. Kozhukhar<sup>2</sup>,**  
R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru

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

<sup>2</sup> LLC «Gazprom dobycha Yamburg»,  
9, Geologorazvedchikov street, Novy Urengoy, 629300, Russia.

<sup>3</sup> LLC «Gazprom dobycha Urengoy»,  
8, Zheleznodorozhnaya street, Novy Urengoy, 629300, Russia.

**The relevance** of the study is caused by the need to improve the accuracy of forecasting technological indicators of development of hydrocarbon deposits. This will allow us to select the optimal equipment for preparation of raw materials, to shift the timing of commissioning of industrial capacities, to achieve the maximum economic effect from the development of deposits.

**The aim** of the research is to determine the accuracy of calculation of the porosity coefficient of the field, adopted in the calculation of reserves and design development; to estimate the variation of the porosity coefficient in the entire volume of the deposit; to assess the degree of decrease in the accuracy of determining the porosity coefficient during the transition from the stage of core studies to a three-dimensional geological model; to establish the reasons of decrease in accuracy of determination of porosity coefficient at three-dimensional geological modeling.

**Object:** Cenomanian reservoir oil and gas condensate field located in the North of Western Siberia.

**Methods:** variogram analysis, three-dimensional geological modeling, estimation of porosity coefficient determination accuracy.

**Results.** For correct calculation of stocks and preparation of the project document it is required to define porosity coefficient with an error no more than 5 %. The authors have estimated the probability of achieving the required level of accuracy in calculation of porosity when assessing the reserves only according to geophysical researches of wells, the results of geophysical researches of wells data, but given the location of wells in the field area and also taking into account the spatial distribution of porosity. The boundaries of the porosity coefficient change in the entire volume of the deposit were estimated. This can serve as a basis for adaptation of the hydrodynamic model in the future. The ratio of the volume of the studied core to the volume of the studied geophysical researches of wells rock to the total volume of the reservoir rock is calculated, and the accuracy of determining the porosity coefficient during the transition from laboratory studies to the average porosity coefficient in the field volume is estimated.

### Key words:

Hydrocarbon reserves, hydrocarbon reserves calculation, geological modeling, variogram analysis, hydrocarbon reserves calculation error.

### REFERENCES

1. *Vremenny reglament otsenki kachestva i priemki trekhmernykh tsifrovyykh geologo-gidrodinamicheskikh modeley, predstavlyayemykh polzovatelyami nedr v sostave tekhnicheskikh projektov razrabotki mestorozhdeniy uglevodородnogo syrya na rassmotrenie CKR Rosnedr po UVS* [Temporary regulations for quality assessment and acceptance of three-dimensional digital geological and hydrodynamic models submitted by subsoil users as part of technical projects for the development of hydrocarbon deposits for consideration by the Central Committee of Rosnedra on HCR]. Dated 19.04.2012.
2. Altunin A.E., Semukhin M.V. *Raschet v usloviyakh riska i neopredelennosti v neftegazovykh tekhnologiyakh: monografiya*. [Calculations under risk and uncertainty in oil and gas technologies: Monograph.] Tyumen, Tyumen State University Press, 2004. 296 p.
3. Talbot D., Jeffs P., Hyde A., Kohok A., Rossi D. Integration of petroleum and reservoir engineering workflows in production database management systems. *Society of Petroleum Engineers*, 2016, SPE-181071-MS, 13 p.
4. Burgstaller C. New approaches of using fluid level data for production optimization and reservoir engineering applications. *Society of Petroleum Engineers*, 2016, SPE-180159-MS, 10 p.
5. Zhiming Chen, Xinwei Liao, Xiaoliang Zhao, Xiaojiang Li. Evaluating carbon geological-storage potential in unconventional reservoirs: engineering-parameters analysis. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, SPE-189442-PA, 13 p.

6. Aakash Biswas, Ali Al Jumah, Farhad Lalji, Mohamad Doush. An integrated geological-reservoir engineering technique for increasing confidence in field development planning for a reservoir under primary depletion. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, SPE-188780-MS, 13 p.
7. Petersile V. I., Poroskun V. I., Yatsenko G. G. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefii i gaza obemnym metodom* [Methodical recommendations for calculation of geological reserves of oil and gas volumetric method]. Moscow, Tver, VNIGNI, NPTS «Tvergeofizika», 2003. 259 p.
8. Sarvaretdinov R.G., Gilmanova R.H., Minnullin A.G. On the issue of loss of oil reserves in the traditional method of counting. *Oil-field business*, 2019, no. 2, pp. 33–36. In Rus.
9. Kirsanov A.N., Zinchenko I.A., Kirsanov S.A. Technology of calculation and differentiation of gas reserves by quality of terrigenous reservoirs. *Gas industry*, 2004, no. 10, pp. 28–34. In Rus.
10. Faizullina S.R., Safarov A.F., Mikhailov S.N. Features of modern approach of calculation of reserves with application of three-dimensional geological modeling on an example of massive deposits of an oil field. *Oil province*, 2017, no. 4 (12), pp. 83–90. In Rus.
11. Gromov E.V., Toropov D.A. Improving the accuracy of reserves calculation using 3D modeling (on the example of the Partomchorr field). *Mining information and analytical Bulletin (scientific and technical journal)*, 2017, no. 23, pp. 158–166. In Rus.
12. Yadryshnikova O.A., Altunin A.E. Complex of programs for estimation of hydrocarbon reserves and calculation parameters under uncertainty. *Bulletin of Tyumen state University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, and energy*, 2018, vol. 4, no. 4, pp. 249–265. In Rus.
13. Kupfersbergcr H., Deutsch C.V. Methodology for integrating analog geological data in 3-d variogram modeling. *AAPG Bidliten*, 1999, no. 83 (8), pp. 1262–1278.
14. Smolich S.V., Smolich K.S. *Reshenie gorno-geologicheskikh zadach metodom «Monte-Karlo»* [Solution of mining and geological problems by «Monte Carlo» method]. Chita, Chitgu Publ., 2004. 103 p.
15. Kelliher C.F., Mahoney L.S. Using Monte Carlo simulation to improve long-term investment decision. *The Appraisal Journal*, 2000, no. 1, pp. 44–56.
16. Deutsch C.V., Journel A.G. Stochastic modeling and geostatistics: principles, methods, and case studies. *AAPG Computer Applications in Geology*, 1995, no. 3, pp. 131–142.
17. Dulsh C.V., Srinivasan S. Improved reservoir management through ranking stochastic reservoir models. *SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, OK, 1996. SPE Paper Number 35 411, pp. 105–113.
18. Deutsch C.V., Wang L. Hierarchical object-based stochastic modeling of fluvial reservoirs. *Math Geology*, 1996, no. 28 (7), pp. 857–880.
19. Nugmanov B.Kh., Eminov A.Sh., Ragimov F.V. Sensitivity analysis and assessment of geological risks in the calculation of reserves of the Deposit «Kalamkas». *Scientific works of NIPi Neftegaz SOCAR*, 2017, no. 3, pp. 4–8. In Rus.
20. Altunin A.E., Semukhin M.V., Yadryshnikova O.A. Probabilistic and fuzzy models of estimation of uncertainties and risks at calculation of hydrocarbon reserves. *Bulletin of Tyumen state University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, and energy*, 2017, vol. 3, no. 2, pp. 85–99. In Rus.
21. Voronkov A.A., Zhurova E.L. System approach to application of the equation of material balance for gas fields. *Gas industry*, 2012, vol. 682, no. 11, pp. 37–41. In Rus.
22. Kosachuk G.P., Perepelichenko V.F., Bilalov F.R., Martynova N.P. Assessment of reliability of results of calculation of reserves of gas of the drilled site of agkm. *Gas industry*, 2004, no. 1, pp. 56–58. In Rus.
23. Deutsch K.V. *Geostatisticheskoe modelirovanie kollektorov* [Geostatistical modeling of reservoirs]. Moscow, Izhevsk, Institute of computer research Publ., 2011. 400 p.
24. Gringarton E., Deutsch C. Methodology for variogram interpretation and modeling for improved reservoir characterization petroleum. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition Formation Evaluation and Reservoir Geology*, 1999, SPE paper Number 56654, pp. 151–163.
25. Journel G., Huijbregts C.J. *Mining geostatistics*. New York, Academic Press, 1978. 600 p.
26. *Bulletin of Roxar*. 2015. Available at: <http://roxar.ru/wp-content/uploads/2017/04/%D0%92%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%BD%D0%B8%D0%BA-Roxar-%D0%9D%D0%BE%D1%8F%D0%B1%D1%80%D1%8C-2015.pdf> (accessed 16 June 2020).

Received: 17 June 2020.

#### Information about the authors

**Alexander I. Ponomarev**, Dr. Sc., professor, head of the Department, Ufa State Oil Technical University.

**Anatoly V. Merkulov**, chief geologist, deputy general director, LLC «Gazprom dobycha Yamburg».

**Timur V. Sopnev**, chief geologist, deputy general director, LLC «Gazprom dobycha Urengoy».

**Zaur U. Murzalimov**, head of the Department, LLC «Gazprom dobycha Yamburg».

**Ivan I. Kusch**, head of geological Department, LLC «Gazprom dobycha Yamburg».

**Ruslan L. Kozhukhar**, leading geologist, LLC «Gazprom dobycha Yamburg».

УДК 625.71.8

## АРМИРОВАНИЕ НАСЫПЕЙ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ НА СЛАБОМ ОСНОВАНИИ КАК РЕШЕНИЕ ПО СНИЖЕНИЮ ВЕЛИЧИНЫ ОСАДКИ ЗЕМЛЯНОГО ПОЛОТНА

Еременко Евгений Сергеевич<sup>1</sup>,  
eseremenko@rnntc.ru

Галич Николай Николаевич<sup>1</sup>,  
nngalich@rnntc.ru

Кузьмин Дмитрий Андреевич<sup>1</sup>,  
dakuzmin@rnntc.ru

Мелентьев Александр Сергеевич<sup>1</sup>,  
asmelentev@rnntc.ru

<sup>1</sup> ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»,  
Россия, 350000, г. Краснодар, ул. Красная, 54.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью устройства земляного полотна, в том числе и земляного полотна внутрипромысловых автомобильных дорог на территории ПАО «НК Роснефть», общая протяженность которых составляет несколько тысяч километров, в сложных инженерно-геологических условиях. Нужно отметить появление огромного ассортимента геотекстильных армирующих материалов, использование которых является эффективным способом решения проблемы снижения осадки насыпей земляного полотна, что должно привести и приводит, в свою очередь, к оптимизации средств.

**Цель:** оптимизация затрат на строительство автомобильных дорог на слабом основании за счет армирования насыпей местными или геосинтетическими материалами.

**Объект:** насыпь земляного полотна.

**Предмет:** осадочные явления грунта земляного полотна на слабом основании в зависимости от типа укрепления.

**Методы:** ретроспективный анализ и метод сравнения. Расчет осадки выполнялся методом послойного суммирования, для определения конечной осадки  $S_{кон}$  и расчетной нагрузки  $P$  использовался графоаналитический способ. Для расчета осадки насыпи с учетом армирования земляного полотна лежневым настилом или георешеткой также применялся метод математического моделирования.

**Результаты.** Приведены расчеты обоснования перспективности применения альтернативных материалов при укреплении земляного полотна на слабом основании. Для подтверждения получения экономической эффективности от предлагаемых решений проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов армирования конструкции земляного полотна: лежневым настилом и георешеткой – с моделью земляного полотна, построенного по классической технологии. Определен экономический эффект от армирования земляного полотна на слабом основании.

### Ключевые слова:

Земляное полотно, конструкции укрепления земляного полотна, лежневый настил, георешетка, максимальное напряжение, степень устойчивости насыпи, конечная осадка насыпи.

### Введение

Метод армирования земляного полотна на слабых грунтах известен уже более 50 лет. Теоретические основы метода были разработаны во Франции в 1966 г. А. Видалем и Ф. Шлоссером. В дальнейшем многие ученые и исследователи, как иностранные, так и отечественные, развивали данное направление [1, 6–20]. Научные разработки в этой отрасли, безусловно, актуальны в связи с необходимостью устройства земляного полотна, в том числе и земляного полотна внутрипромысловых автомобильных дорог на территории ПАО «НК Роснефть», в сложных инженерно-геологических условиях. При этом общая протяженность автомобильных дорог составляет несколько тысяч километров. Необходимо также отметить появление на рынке огромного ассортимента геотекстильных армирующих материалов, использование которых является современным эффективным способом

решения проблемы повышения надежности работы земляных сооружений, в том числе и вопроса снижения осадки насыпей земляного полотна, что должно привести и приводит, в свою очередь, к оптимизации средств за счет уменьшения объемов земляных работ.

При использовании слабых грунтов в основании земляного полотна возникают деформации насыпи. При некоторых условиях эти деформации могут иметь катастрофический характер и приводить к разрушению насыпи с выдавливанием слабого грунта по бокам в валы выпирания [2, 6–20]. Опыт строительства и содержания внутрипромысловых автомобильных дорог показал, что выдавливание грунта приводит к разрушению или к длительным и неравномерным просадкам, трудно прогнозируемым по времени. Можно, однако, отметить, что данный процесс носит затухающий характер, в связи с чем существует принципиальная возможность учесть возможность деформации земляного полотна в результате уплотнения.

В рамках определения перспективности применения альтернативных материалов для армирования земляного полотна в Специализированном Институте по Транспортной Инфраструктуре ПАО «НК Роснефть» было проведено исследование влияния армирующего материала на конечную осадку насыпи.

Основной целью данного исследования являлось понимание возможности оптимизации капитальных затрат на строительство внутрипромысловых автомобильных дорог на слабом основании за счет армирования насыпей местными (лежневый настил) или геосинтетическими материалами. Было выполнено сравнение двух вариантов армирования конструкции земляного полотна: лежневым настилом и георешеткой – с моделью без армирования; был определен экономический эффект от применения армирования земляного полотна на слабом основании. Рассматривались такие критерии, как максимальное напряжение, степень

устойчивости насыпи, стоимость возведения. Было предложено методическое обоснование для исследования применения альтернативных материалов для армирования земляного полотна и определения конечной осадки насыпи. В данной статье приводятся результаты применения армирующих материалов при укреплении земляного полотна на слабом основании в периметре деятельности ПАО «НК «Роснефть».

#### Расчет конечной осадки насыпи на слабом основании без армирования

Для насыпи земляного полотна (рис. 1), выполненной из грунта плотностью  $1,989 \text{ т/м}^3$ , в соответствии с [3, 4], выполним расчет конечной осадки насыпи. При этом слабое основание сложено торфом мощностью 4,10 м, слой торфа подстилает супесь полутвердой консистенции, а горизонт грунтовых вод совпадает с поверхностью земли.

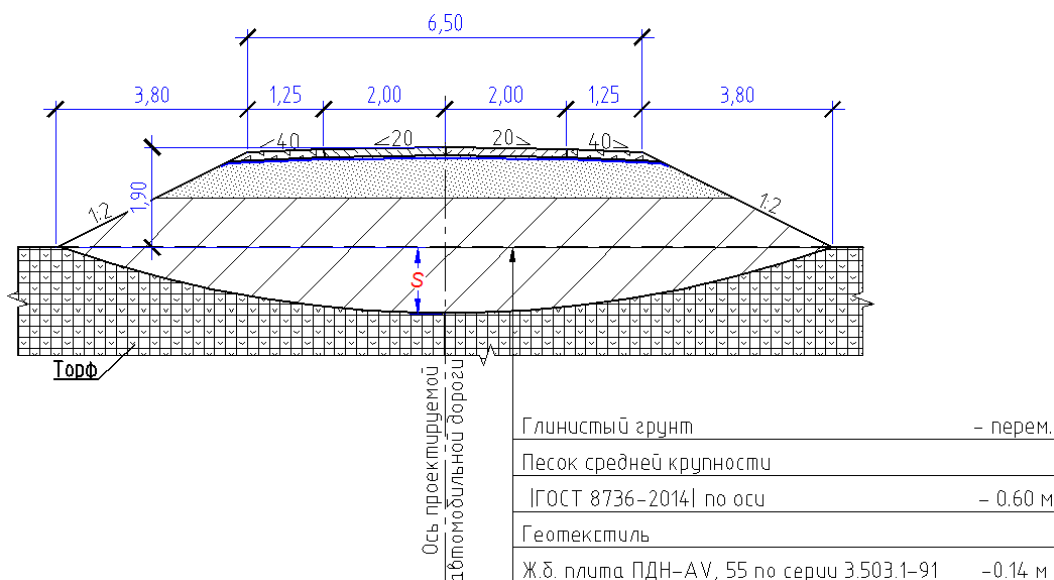


Рис. 1. Расчетная схема насыпи

Fig. 1. Fill design diagram

Конечную осадку исходя из условий одномерной задачи определяем методом послойного суммирования по формуле

$$S = 0,001 \sum_1^n e_{pzi} \cdot H_i.$$

Расчетную нагрузку от насыпи на поверхности слабой толщи определяем по формуле

$$P = \gamma_n \cdot h_n.$$

Конечная осадка  $S_{\text{кон}}$  и расчетная нагрузка  $P$  определяются графоаналитическим способом: построение графиков  $P=f(S)$ ,  $S=f(P)$ , определение точки пересечения двух графиков. В итоге  $S_{\text{кон}}=1,15 \text{ м}$ ,  $P=0,038 \text{ МПа}$ .

Конечная осадка насыпи на слабом торфяном основании, возведенной без применения армирующих материалов, составляет 1,15 м.

Следующим этапом стало исследование влияния на конечную осадку насыпи применения лежневого настила в качестве армирующего материала.

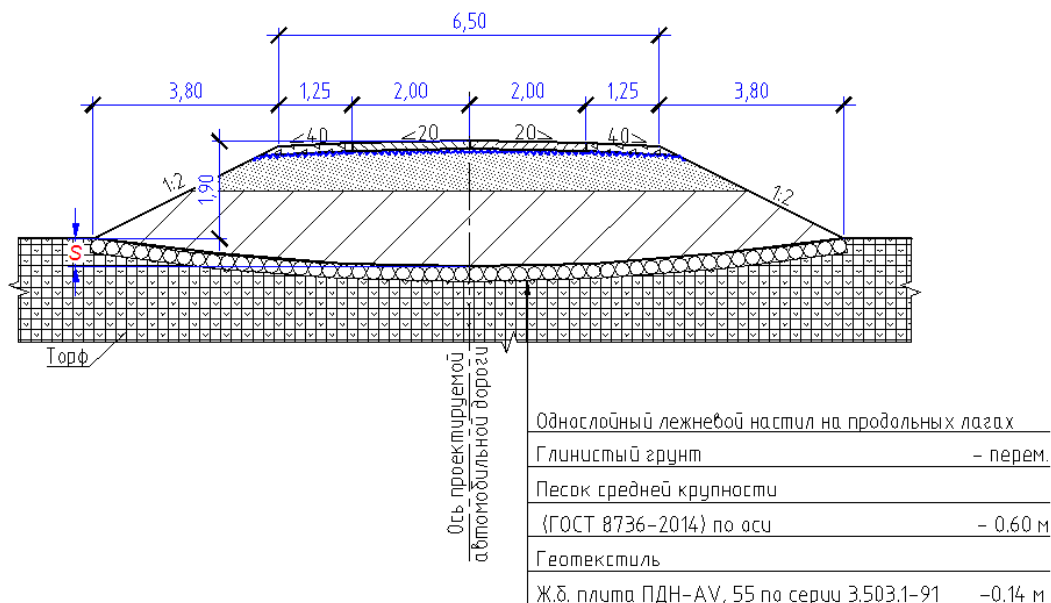
#### Расчет конечной осадки насыпи, армированной лежневым настилом

На рис. 2 приведена расчетная схема насыпи, армированной лежневым настилом.

Для сосново-пушицевого торфа со степенью разложения 50 %, удельным сопротивлением сжатию единицы площади торфяного основания  $0,315 \text{ кгс/см}^2$ , силой сопротивления срезу, отнесенной на 1 см длины периметра штампа,  $6,64 \text{ кгс/см}$  в соответствии с [5] выполним расчет конечной осадки насыпи. Торф с вышеуказанными параметрами характерен, согласно данным инженерно-геологических изысканий, для района расположения объектов транспортной инфраструктуры ООО «РН-Уватнефтегаз» (дочернего общества ПАО «НК «Роснефть»).

Несущую способность торфяной залежи при ширине дороги 6,5 м и однократном загрузении определяем по формуле:

$$P_0 = A_0 + B_0 \frac{P}{S}.$$



**Рис. 2.** Расчётная схема насыпи, армированной лежневым настилом  
**Fig. 2.** Design scheme of the embankment reinforced by the bed flooring

Удельное давление собственного веса насыпи на основание вычисляем по формуле:

$$P = \frac{F}{S}.$$

Осадку основания  $S$  при длительном нагружении определяем по формуле:

$$S = \lambda_{\max} \cdot \varphi(H) \cdot f(P).$$

Для среднеразложившегося торфа коэффициент  $\lambda_{\max}$  вычисляем по формуле:

$$\lambda_{\max} = \frac{\omega - 185}{63 + \omega}.$$

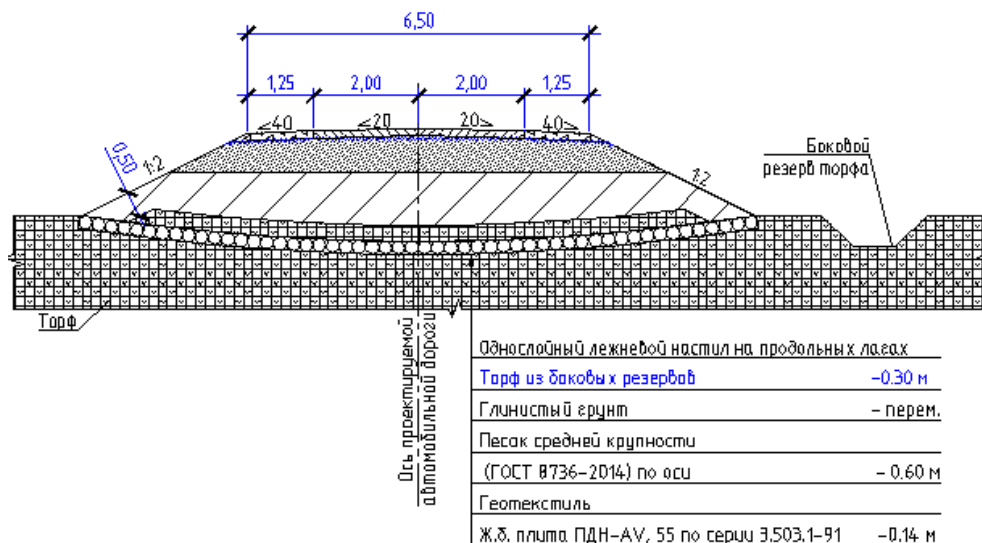
Коэффициенты  $\varphi(H)$  и  $f(P)$  определяем по графику зависимости осадки от мощности торфяной залежи и графику зависимости осадки от нагрузки соответственно.

В итоге конечная осадка основания составляет  $S=0,77$  м.

Расчет подтверждает исполнительная съемка, а также результаты мониторинга, выполненного на объектах ООО «РН-Уватнефтегаз» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть»).

Следовательно, применение лежневого настила позволяет уменьшить осадку насыпи на величину до 30 %.

В целях оптимизации нижняя часть насыпи (толщиной 0,3 м) на болотах отсыпается из маловлажного торфа. Частичная замена минеральных грунтов торфом позволяет сократить объем привозного минерального грунта. При этом верхняя часть насыпи по-прежнему выполняется из песчаных или глинистых грунтов. Конструкция земляного полотна с конструктивным слоем из торфа приведена на рис. 3.



**Рис. 3.** Конструкция земляного полотна с конструктивным слоем из торфа  
**Fig. 3.** Structure of roadbed with peat structural layer

При правильном конструировании и технологии работ обеспечивается необходимая прочность земляного полотна. В разработанной конструкции минеральный грунт над торфяным слоем на откосах толщиной 0,50 м исключает боковое выдавливание, слой торфа подвергнется компрессионному сжатию под весом насыпи.

Осадка торфяного слоя определяется по формуле:

$$S = 0,001 \cdot l_p \cdot H_p,$$

где  $l_p$  – модуль осадки,  $H_p$  – толщина торфяного слоя, м.

В результате расчета получено, что торфяной слой сожмётся на 8 см без бокового выдавливания. Мощность слоя торфа до консолидации – 0,38 м, после консолидации – 0,30 м.

Следующим этапом стало исследование влияния на конечную осадку насыпи применения георешетки в качестве армирующего материала.

#### Расчет конечной осадки насыпи, армированной георешеткой

На рис. 4 приведена расчетная схема насыпи, армированной георешеткой.

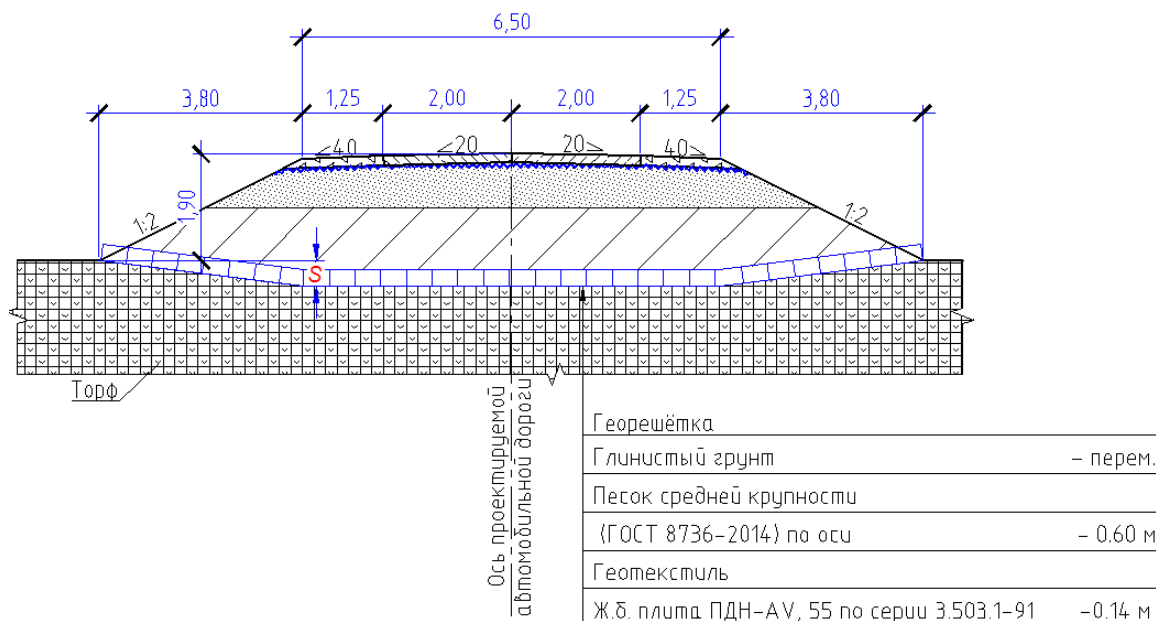


Рис. 4. Расчетная схема насыпи, армированной георешеткой  
 Fig. 4. Design scheme of embankment reinforced with geogrip

Исходные данные для расчетов: высота георешетки – 15 см; ячейка – 20×20 см.

Осадка основания насыпи с учётом работы георешетки определяется по формуле:

$$S_0 = S - 2C_1\beta,$$

где  $S$  – осадка насыпи без армирования;  $C_1$  – модуль упругости георешетки;  $\beta$  – коэффициент условий работы георешетки.

Осадка основания равна  $S=0,52$  м.

Следовательно, применение георешетки позволяет уменьшить осадку насыпи на 55 %.

И в этом варианте армирования земляного полотна рекомендуется нижнюю часть насыпи (толщиной 0,3 м) отсыпать из маловлажного торфа. При этом при правильном конструировании и технологии работ обеспечивается необходимая прочность земляного полотна. Минеральный грунт над торфяным слоем на откосах толщиной 0,50 м исключает боковое выдавливание, слой торфа подвергнется компрессионному сжатию под весом насыпи.

Для подтверждения получения экономического эффекта от предложенных решений произведем технико-экономическое сравнение конструкций земляного полотна на слабом основании.

#### Технико-экономическое сравнение конструкций земляного полотна на слабом основании

В таблице приведено технико-экономическое сравнение конструкций земляного полотна на слабом основании, определен экономический эффект на 10 км автомобильной дороги.

В результате технико-экономического сравнения конструкций земляного полотна выявлено, что наиболее выгодно использование в качестве проектного решения лежневого настила и торфа в теле насыпи. Экономия составила 9 % за счет уменьшения объема привозного грунта и как следствие уменьшения транспортных расходов.

#### Заключение

1. Технико-экономическое сравнение конструкций земляного полотна на слабом основании показало, что наиболее целесообразно использование в качестве проектного решения лежневого настила и торфа в теле насыпи. За счет уменьшения объема привозного грунта экономия составила 9 %. Мониторинг, выполненный на объектах ООО «РН-Уватнефтегаз» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть»), подтвердил, что применение лежне-

- вого настила позволяет уменьшить осадку насыпи на величину до 30 %.
2. С целью оптимизации объема земляных работ рекомендуется нижнюю часть насыпи (толщиной 0,3

м) отсыпать из местного маловлажного торфа, при этом с целью обеспечения устойчивости основания на откосах предусматривать слой минерального грунта толщиной 0,50 м над торфяным слоем.

**Таблица.** Технико-экономическое сравнение конструкций земляного полотна на слабом основании

**Table.** Technical and economic comparison of structures of the roadbed on a weak base

Вид работ Work type	Стоимость, тыс. р./Cost, ths. rub.		
	Насыпь без армирования Bulk without reinforcement	Насыпь, армированная лежневым настилом, с прослойкой торфа Bed-reinforced bulk with peat interlayer	Насыпь, армированная георешеткой, с прослойкой торфа Georestick reinforced bulk with peat interlayer
Устройство земляного полотна (в т. ч. устройство лежневого настила и георешетки) Gravework arrangement (incl. underfloor and geo-nut arrangement)	167340	124520	124530
Устройство дорожной одежды Construction of road clothing	340990	340990	340990
Устройство искусственных сооружений Construction of artificial structures	43989	43989	43989
Транспортные расходы/Transportation costs	176692	152994	188347
Итого/Total	729011	662493	697856
Выгода, тыс. р./Benefit, ths. rub.	–	66518	31155
Выгода/Benefit, %	–	9	4

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Семендяев Л.И. Методика расчета насыпей, армированных различными материалами. – Бронницы.: УНР-494, 2001. – 46 с.
- Евгеньев И.Е., Казарновский В.Д. Земляное полотно автомобильных дорог на слабых грунтах. – М.: Транспорт, 1976. – 271 с.
- ВСН 26-90 Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири. – М.: СоюзДорНИИ, 1991. – 152 с.
- Пособие по проектированию земляного полотна автомобильных дорог на слабых грунтах (к СНИП 2.05.02-85). – М.: СоюзДорНИИ Митрансстрой СССР, 1989. – 191 с.
- ВСН 2-105-78. Инструкция по строительству временных дорог для трубопроводного строительства в сложных условиях (на обводненной и заболоченной местности). – М.: Миннефтегазстрой, 1978. – 116 с.
- Пшеничникова Е.С. Особенности применения геосинтетических материалов в зоне вечной мерзлоты // Дороги. Инновации в строительстве. – 2018. – № 67. – С. 28–31.
- Федоренко Е.В. Оценка устойчивости армогрунтовых сооружений // Дороги. Инновации в строительстве. – 2019. – № 75. – С. 50–53.
- Мухамеджанов Г.К. О методах испытаний геосинтетических материалов // Дороги. Инновации в строительстве. – 2011. – № 7. – С. 31–35.
- Бондарева Э.Д. Особенности проектирования армогрунтовых конструкций в дорожном строительстве // Дороги. Инновации в строительстве. – 2014. – № 34. – С. 36–38.
- Егоров А.В. Расчетный анализ укрепления насыпей на слабых основаниях с использованием армирующей геоплатформы // Дороги. Инновации в строительстве. – 2015. – № 43. – С. 31–33.
- Устьян Н.А., Мариненко Д.В. Измерение осадок земляного полотна на участках оснований из слабых грунтов с применением принципов инклинометрии при реконструкции и строительстве автомобильных дорог общего пользования // Дороги России XXI века. – 2020. – № 3. – С. 77–81.
- Sari P.T.K., Wardani M.K Combined effects of vertical drain and pre-loading to reduce the number of geotextile reinforcement for road embankment design // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 2. – P. 81–93.
- Bearing capacity of geocell reinforcement in embankment engineering / L. Zhang, M. Zhao, C. Shi, H. Zhao // Geotextiles and Geomembranes. – 2010. – V. 28. – Iss. 5. – P. 475–482.
- Yun-min C., Wei-ping C., Ren-peng C. An experimental investigation of soil arching within basal reinforced and unreinforced piled embankments // Geotextiles and Geomembranes. – 2008. – V. 26. – Iss. 2. – P. 164–174.
- A case study on geogrid-reinforced and pile-supported widened highway embankment / W. Lu, L. Miao, F. Wang, J. Zhang, Y. Zhang, H. Wang // Geosynthetics International. – 2020. – V. 27. – Iss. 3. – P. 261–274.
- Modeling humidity and stress-dependent subgrade soils in flexible pavements / J. Peng, J. Zhang, J. Li, Y. Yao, A. Zhang // Computers and Geotechnics. – 2020. – V. 120. – P. 153–162.
- Aleksandrov A., Dolgih G., Ralinin A. Calculation of shear stresses in the soil of the subgrade using empirical plasticity conditions // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 2. – P. 71–82.
- Point Foundation (PF) method for foundations and embankments / Anh Ngoc Nguyen, Tien Dung Nguyen, Chul Soon Yim, Myrongs Seok Lee // Geotechnics for Sustainable Infrastructure Development. – 2019. – V. 62. – P. 571–578.
- Berrabah F., Benmebarek S., Benmebarek N. Three-dimensional numerical analysis of geosynthetic-reinforced embankment over locally weak zone // Transportation Infrastructure Geotechnology. – 2020. – V. 7. – P. 269–296.
- Simulation of sequential construction of embankments on reinforced soft clay foundation / M. Gaber, A. Kasa, N. Abdul-Rahman, J. Alsharif // Indian Geotechnical Journal. – 2019. – V. 49. – P. 224–231.

Поступила 10.03.2021 г.

#### Информация об авторах

**Еременко Е.С.**, ведущий инженер Отдела развития технологий инженерных изысканий и проектирования ООО «НК «Роснефть»-НТЦ».

**Галич Н.Н.**, главный специалист Отдела развития технологий инженерных изысканий и проектирования ООО «НК «Роснефть»-НТЦ».

**Кузьмин Д.А.**, генеральный директор ООО «НК «Роснефть»-НТЦ».

**Мелентьев А.С.**, заместитель генерального директора по технологическому развитию ООО «НК «Роснефть»-НТЦ».

UDC 625.71.8

## REINFORCING THE BULK OF INNER-FIELD VEHICLES ON A WEAK BASE AS A DECISION TO REDUCE THE SIZE OF THE DRAIN OF THE SUBGRADE

Evgeniy S. Eremenko<sup>1</sup>,  
eseremenko@rnntc.ru

Nicolay N. Galich<sup>1</sup>,  
nngalich@rnntc.ru

Dmitri A. Kuzmin<sup>1</sup>,  
dakuzmin@rnntc.ru

Alexander S. Melentiev<sup>1</sup>,  
asmelentev@rnntc.ru

<sup>1</sup> OOO «NK «Rosneft»-NTC»,  
54, Krasnaya street, Krasnodar, 350000, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to build an earthen bed, including an earthen bed of intra-field roads on the territory of NK Rosneft PJSC, in difficult engineering and geological conditions. At the same time, the total length of roads is several thousand kilometers. It is also necessary to note the emergence of a huge assortment of geotextile reinforcing materials, the use of which is a modern effective way to solve the problem of improving the reliability of earthworks, including the issue of reducing the precipitation of embankments of the earthwork, which should lead to optimization of funds by reducing the volume of earthworks.

**The main aim** of the research is to optimize capital expenditures for the construction of intra-field roads on a weak base due to reinforcement of embankments with local (lay flooring) or geosynthetic materials.

**Object:** soil embankment.

**Subject:** sedimentary phenomena of the soil of the earth on a weak base, depending on the type of fortification.

**Methods:** retrospective analysis and comparison method. The precipitation was calculated by layer-by-layer summation, and a graphoanalytic method was used to determine the final precipitation  $S_{kon}$  and the calculated load  $P$ . To calculate the settlement of the embankment, taking into account the reinforcement of the roadbed with a sunbed or geo-nut, a mathematical modeling method was also used.

**Results.** The paper introduces the calculations of substantiation of perspective of applying the alternative materials at strengthening roadbed on weak base. To confirm the cost-effectiveness of the proposed solutions, a technical and economic comparison of two options for reinforcing the structure of the roadbed was made: a bed flooring and a geo-nut – with a model without reinforcement. The economic effect of using the reinforcement of the roadbed on a weak base was determined.

### Key words:

Subgrade, subgrade reinforcement structures, lay flooring, geogrid, maximum stress, degree of embankment stability, final embankment settlement.

### REFERENCES

1. Semendyaev L.I. *Metodika rascheta nasypey, armirovannykh razlichnymi materialami* [Procedure for calculation of embankments reinforced with various materials]. Bronnitsy, UNR-494, 2001. 46 p.
2. Evgenev, I.E., Kazarnovskiy, V.D. *Zemlyanoe polотно avtomobilnykh dorog na slabykh gruntakh* [Grave surface of roads on weak soils]. Moscow, Transport Publ., 1976. 271 p.
3. *VSN 26-90 Instruksiya po proektirovaniyu i stroitelstvu avtomobilnykh dorog neftyanykh i gazovykh promyslov Zapadnoy Sibiri* [Departmental Building Codes 26-90. Instructions for the design and construction of highways for oil and gas fields in Western Siberia]. Moscow, SoyuzDorNII Publ., 1991. 152 p.
4. *Posobie po proektirovaniyu zemlyanogo polotna avtomobilnykh dorog na slabykh gruntakh (k SNIP 2.05.02-85)* [Manual for the design of roadways on weak soils (to Building Regulations 2.05.02-85)]. Moscow, SoyuzDorNII Mitransstroya SSSR Publ., 1989. 191 p.
5. *VSN 2-105-78. Instruksiya po stroitelstvu vremennykh dorog dlya truboprovodnogo stroitelstva v slozhnykh usloviyakh (na obvodnennoy i zabolochennoy mestnosti)* [Departmental Building Codes 2-105-78. Instructions for construction of temporary roads for pipeline construction in difficult conditions (in watered and wetland areas)]. Moscow, Minneftegazstroy Publ., 1978. 116 p.
6. Pshenichnikova E.S. Osobennosti primeneniya geosinteticheskikh materialov v zone vechnoy merzloty [Features of application of geosynthetic materials in permafrost zone]. *Dorogi. Innovatsii v stroitelstve*, 2018, no. 67, pp. 28–31.
7. Fedorenko E.V. Otsenka ustoychivosti armogruntovykh sooruzheniy [Stability assessment of armogrunto structures]. *Dorogi. Innovatsii v stroitelstve*, 2019, no. 75, pp. 50–53.
8. Mukhamedzhanov G.K. O metodakh ispytaniy geosinteticheskikh materialov [On methods of testing geosynthetic materials]. *Dorogi. Innovatsii v stroitelstve*, 2011, no. 7, pp. 31–35.
9. Bondareva E.D. Osobennosti proektirovaniya armogruntovykh konstruksiy v dorozhnom stroitelstve [Design features of armogrunto structures in road construction]. *Dorogi. Innovatsii v stroitelstve*, 2014, no. 34, pp. 36–38.
10. Egorov A.V. Raschetny analiz ukrepleniya nasypey na slabykh osnovaniyakh s ispolzovaniem armiruyushchey geoplatformy [Design analysis of reinforcement of embankments on weak bases using reinforcing geoplatform]. *Dorogi. Innovatsii v stroitelstve*, 2015, no. 43, pp. 31–33.
11. Ustyan N.A., Marinenko D.V. Izmerenie osadok zemlyanogo polotna na uchastkakh osnovaniy iz slabykh gruntov s primeneniem printsipov inklinometrii pri rekonstruktsii i stroitelstve avtomobilnykh dorog obshchego polzovaniya [Measurement of soil sediment on sections of bases from weak soils using the principles of inclinometry during reconstruction and construction of public roads]. *Dorogi Rossii XXI veka*, 2020, no. 3, pp. 77–81.
12. Sari P.T.K., Wardani M.K. Combined effects of vertical drain and pre-loading to reduce the number of geotextile reinforcement for road embankment design. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, vol. 2, pp. 81–93.
13. Zhang L., Zhao M., Shi C., Zhao H. Bearing capacity of geocell reinforcement in embankment engineering. *Geotextiles and Geomembranes*, 2010, vol. 28, no. 5, pp. 475–482.



14. Yun-min C., Wei-ping C., Ren-peng C. An experimental investigation of soil arching within basal reinforced and unreinforced piled embankments. *Geotextiles and Geomembranes*, 2008, vol. 26, Iss. 2, pp. 164–174.
15. Lu W., Miao L., Wang F., Zhang J., Zhang Y., Wang H. A case study on geogrid-reinforced and pile-supported widened highway embankment. *Geosynthetics International*, 2020, vol. 27, no. 3, pp. 261–274.
16. Peng J., Zhang J., Li J., Yao Y., Zhang A. Modeling humidity and stress-dependent subgrade soils in flexible pavements. *Computers and Geotechnics*, 2020, vol. 120, pp. 153–162.
17. Aleksandrov A., Dolgih G., Ralinin A. Calculation of shear stresses in the soil of the subgrade using empirical plasticity conditions. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, vol. 2, pp. 71–82.
18. Anh Ngoc Nguyen, Tien Dung Nguyen, Chul Soon Yim, Myrongs Seok Lee Point Foundation (PF) method for foundations and embankments. *Geotechnics for Sustainable Infrastructure Development*, 2019, vol. 62, pp. 571–578.
19. Berrabah F., Benmebarek S., Benmebarek N. Three-dimensional numerical analysis of geosynthetic-reinforced embankment over locally weak zone. *Transportation Infrastructure Geotechnology*, 2020, vol. 7, pp. 269–296.
20. Gaber M., Kasa A., Abdul-Rahman N., Alsharaf J. Simulation of sequential construction of embankments on reinforced soft clay foundation. *Indian Geotechnical Journal*, 2019, vol. 49, pp. 224–231.

Received: 10 March 2021.

#### Information about the authors

**Evgeniy S. Eremenko**, lead engineer, OOO «NK «Rosneft»-NTC».

**Nicolay N. Galich**, chief specialist, OOO «NK «Rosneft»-NTC».

**Dmitri A. Kuzmin**, general manager, OOO «NK «Rosneft»-NTC».

**Alexander S. Melentiev**, deputy general manager, OOO «NK «Rosneft»-NTC».

УДК 534.21

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ

**Азин Антон Владимирович<sup>1</sup>,**  
antonazin@niipmm.tsu.ru

**Богданов Евгений Петрович,**  
epbogdanov@mail.ru

**Марицкий Николай Николаевич<sup>1</sup>,**  
nnmar@niipmm.tsu.ru

**Пономарев Сергей Александрович<sup>1</sup>,**  
doc.sergeyponomarev@gmail.com

**Рикконен Сергей Владимирович<sup>1</sup>,**  
rikk2@yandex.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский государственный университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

<sup>2</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью определения уровня энергии физических воздействий на высоковязкие нефти с целью их подготовки к транспорту. Эти знания актуальны для проектирования ультразвуковых установок по изменению реологических свойств нефти.

**Цель:** определение уровней акустической энергии в слоях многослойной акустической системы при разных частотах воздействия для выявления резонансных режимов работы механической системы «излучатель–нефть» с целью подготовки нефти к транспорту.

**Объекты:** механическая многослойная система «излучатель–нефть», конструкция которой определяется способом внесения энергии и резонансной частотой конкретного слоя системы.

**Методы:** математическое моделирование процесса ультразвукового излучения с определением энергии прохождения, поглощения и отражения в каждом слое механической системы «излучатель–нефть», определение резонансных частот с максимальным уровнем энергии в нефтяном слое.

**Результаты.** Разработана математическая модель многослойной акустической системы, позволяющая рассчитать энергию акустического излучения в каждом слое системы. Частотные характеристики акустического излучения позволяют определить резонансные режимы в каждом слое системы, в том числе в нефти. Знания уровня акустической энергии в последующем позволят определить изменения реологических свойств нефти, в том числе и от нагрева.

**Выводы.** Математическая модель распространения ультразвука в многослойной среде позволяет рассчитать энергию в каждом слое акустической системы при различных частотах возбуждения источника колебаний с различными соотношениями длины волны в слое и толщины данного слоя. Наличие отраженных волн в каждом слое создает череду резонансов (режимов стоячих волн). Частотные характеристики с учетом интерференционной картины поля отражают картину проникновения энергии в слои и показывают, что за счет образования стоячих волн (резонансов) энергия в нефти может быть близка к энергии излучателя. Акустическая энергия в слое нефти падает в зависимости от увеличения исходной вязкости. Данная математическая модель позволяет рассчитать конструкцию акустической системы для подготовки нефти и углеводородных топлив к транспорту, подготовки топлив к сжиганию, подготовки масел к эксплуатации в условиях Арктики и Антарктики.

### **Ключевые слова:**

Ультразвуковое излучение, энергия излучения, стоячие волны, отраженные волны, частотные характеристики, слоистая акустическая система.

Наличие надмолекулярной структуры высоковязких нефтей за счет повышения вязкости вызывает ряд проблем, возникающих в процессе добычи, перекачки и переработки данного сырья. Для перечисленных технологических процессов это выражается в высокой (положительной) температуре застывания и отложения парафина на оборудовании и трубопроводе. В настоящее время применяют ряд методов для подготовки высоковязкой нефти к транспорту: термиче-

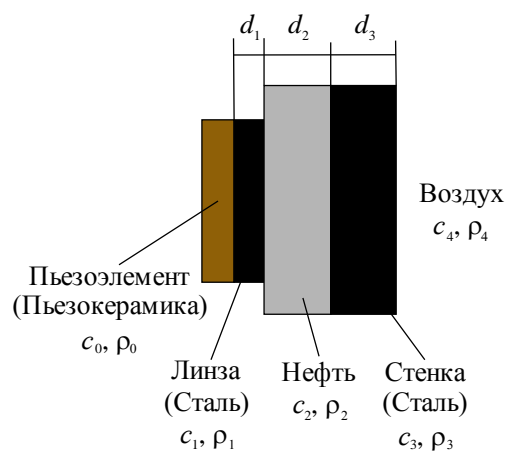
ский, химический и метод физических воздействий. На сегодняшний день физические методы находят все более широкое применение в нефтяной промышленности из-за их эффективности, экономичности и доступности [1–5]. Одним из физических методов является метод ультразвукового (УЗ) воздействия. Тема воздействия ультразвука на углеводородные среды посвящено достаточно много научно-технических работ [5–16]. В этих работах показано влияние УЗ на

реологические свойства углеводородной среды. Эффект воздействия ультразвука связан с уровнем акустической энергии, переданной в среду. Для проектирования конкретных устройств, предназначенных для подготовки нефти и углеводородных топлив к транспорту, подготовки топлив к сжиганию, подготовки масел к эксплуатации в условиях Арктики и Антарктики, требуется знать уровни акустической энергии во всех элементах рассматриваемой конструкции. Математическое моделирование и расчет акустической энергии, сообщенной в многослойную среду, являются актуальными задачами.

Целью работы является построение математической модели проникновения УЗ излучения через многослойную систему для нагрева высоковязкой углеводородной среды.

Расчет энергии излучения, концентрированной в слое нефти, позволит в дальнейшем определиться с такими физическими процессами в среде, как: скорость акустического течения; акустическая кавитация и нагрев нефти с изменением реологических свойств нефти [2–5].

Рассмотрено распространение плоской волны в многослойной (пятислойной) акустической системе, представленной на рис. 1. Характерное свойство плоской акустической бегущей волны – это перенос энергии без переноса вещества. К понятию плоской волны применено понятие одномерной волны. Одномерные волны – это волны, в которых все характеристики зависят, помимо времени, только от одной координаты.



**Рис. 1.** Схема пятислойной системы:  $d_1$  – толщина стальной линзы;  $d_2$  – толщина нефтяного слоя;  $d_3$  – толщина стальной стационарной стенки;  $c_0, c_1, c_2, c_3, c_4$  – скорость звука в материалах;  $\rho_0, \rho_1, \rho_2, \rho_3, \rho_4$  – плотность материалов

**Fig. 1.** Model of a five-layer system:  $d_1$  – steel lens thickness;  $d_2$  – oil layer thickness;  $d_3$  – stationary steel wall thickness;  $c_0, c_1, c_2, c_3, c_4$  – speed of sound in materials;  $\rho_0, \rho_1, \rho_2, \rho_3, \rho_4$  – density of materials

В бегущей плоской волне модуль вектора мгновенного значения потока мощности  $W_i$  равен [17–20]:

$$W_i = PV = \frac{1}{\rho c} P^2 = \rho c V^2 = \rho c \omega^2 A_i^2 \text{ Вт/м}^2, \quad (1)$$

где  $P$  – давление (Па),  $V$  – скорость среды (м/с),  $\rho$  – плотность среды (кг/м<sup>3</sup>),  $c$  – фазовая скорость волны (м/с),  $\omega$  – угловая частота (1/с),  $A_i$  – мгновенная амплитуда колебаний среды (м).

Модуль вектора мгновенного значения потока мощности  $W_i$  подразумевает наличие фазы вектора в пространстве (1). Для плоской продольной волны распространение потока энергии происходит по одной оси пространства, и фаза потока означает, в том числе, расхождение максимума давления и максимума колебательной скорости вдоль распространения потока акустической энергии. Для определения плотности потока энергии волны используется вектор Умова, направленный в сторону распространения волны (т. е. перпендикулярно волновой поверхности), величина которого равна произведению объемной плотности энергии и скорости распространения волны. Для энергетической характеристики звукового поля плоской волны вводится понятие «интенсивность звука» [18–20].

Интенсивность волны [6–9] равна среднему значению модуля вектора Умова:

$$\bar{I} = \langle P \rangle = \langle W_i \rangle c, \quad (2)$$

где  $\langle P \rangle$  – среднее значение модуля вектора Умова;  $\langle W_i \rangle$  – среднее значение мгновенной полной звуковой мощности;  $c$  – фазовая скорость.

Для плоской бегущей гармонической волны средняя интенсивность, согласно (2), равна (3) [18–20]:

$$\bar{I} = \frac{1}{2} c \rho \omega^2 A^2 \text{ Вт/м}^2. \quad (3)$$

Для проектирования ультразвуковых систем необходимо учитывать волновую картину процесса передачи энергии, зависящую от соотношения длины волны и толщины слоя сплошной среды, в которой распространяется звуковая энергия.

При учете волновой картины звукового поля в слое необходимо учитывать возможность появления режима стоячих волн, при котором интенсивность звука слоя может в несколько раз превышать интенсивность источника звука [18–20].

Важным моментом является поглощение энергии в среде, которое существенно изменяет интерференционную картину процесса передачи энергии. При близких значениях длины волны и толщины слоя материала волновая (интерференционная) картина усложняется. Учет интерференционных процессов и процесса поглощения в многослойной акустической системе вызывает существенные трудности при расчете режимов передачи энергии от источника энергии в конкретный слой многослойной системы. Для правильного понимания полной картины звукового поля и учета соотношения длины волны и толщины слоя необходимо использовать вектор Умова в следующем виде:

$$P = P_0 e^{i(\omega t - kx)}, \quad \dot{X} = \dot{X}_0 e^{i(\omega t - kx + \varphi)}. \quad (4)$$

$$\begin{aligned}
 P_i &= p_0 e^{i(\omega t - kx)} \dot{X}_0 e^{i(\omega t - kx + \varphi)} = \\
 &= \frac{P_0^2}{\rho_0 c_0} e^{i(\omega t - kx)} e^{i(\omega t - kx + \varphi)} = \\
 &= \rho_0 c_0 \dot{X}_0^2 e^{i(\omega t - kx)} e^{i(\omega t - kx + \varphi)} = \\
 &= I_0 e^{i(\omega t - kx)} e^{i(\omega t - kx + \varphi)}. \quad (5)
 \end{aligned}$$

Принимая во внимание (4), получено уравнение (5), где  $p_0$  и  $\dot{X}_0$  – акустическое давление и виброскорость источника излучения;  $P_i$  – мгновенное значение вектора Умова в слое,  $I_0 = \dot{X}_0^2 \rho_0 c_0$  – амплитуда вектора Умова источника излучения;

$$k = \omega \sqrt{\frac{\rho}{E}} = \frac{\omega}{c} = \frac{2\pi}{\omega} - \text{волновое число; } x - \text{толщина}$$

слоя. Фазовая скорость  $c = \frac{\omega}{k} = \sqrt{\frac{E}{\rho}}$ , где  $E$  – модуль

Юнга;  $T = \frac{1}{f} = \frac{2\pi}{\omega}$  – период колебания.

В разработанной математической модели процесса ультразвуковой подготовки высоковязкой нефти к транспорту за счет нагрева приняты допущения:

- рассматривается только акустическая энергия плоской волны в каждом слое конструкции и, в частности, в нефти;
- скорость акустического течения принимается равной нулю. Она зависит от вязкости среды, интенсивности ультразвука и его частоты. Скорость течения мала и составляет доли процента от скорости ультразвука;
- не учитывается акустическая кавитация;
- температура нефти постоянна;
- нефть представляется как углеводородная среда с ньютоновскими свойствами (динамическая вязкость и плотность среды постоянны).

В математической модели учитывается динамическая вязкость, выраженная в (Па·с). Коэффициент поглощения акустической энергии материала определяется по [4]:

$$\alpha_2 = \frac{2\mu_n \omega^2}{3\rho c^3} \text{ 1/м.} \quad (6)$$

Коэффициент поглощения нефти  $\alpha_2$  при динамической вязкости  $\mu_n = 0,5$  Па·с рассчитан по формуле (6) [1–3]:

$$\alpha_2 = 0,149 \cdot 10^{-10} \cdot \omega^2 \text{ Дб/м.}$$

Коэффициенты поглощения керамики, стали и воздуха определяются экспериментальным путем и зависят от изменения угловой частоты [20]:

- керамика:  $\alpha_0 = 5,1 \cdot 10^{-14} \cdot \omega^2$ , Дб/м;
- сталь:  $\alpha_1 = 5,5 \cdot 10^{-14} \cdot \omega^2$ , Дб/м;
- сталь:  $\alpha_3 = 5,5 \cdot 10^{-14} \cdot \omega^2$ , Дб/м;
- воздух:  $\alpha_4 = 15,9 \cdot 10^{-6} \cdot \omega^2$ , Дб/м.

Система уравнений пятислойной акустической колебательной системы с учетом отраженных волн, поглощения материалом акустической энергии, с учетом волновой (интерференционной) картины в слоях:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= I_j e^{-2\alpha_0 d_0} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} - k_0 d_0\right)} - \\
 &- R_0^2 I_j e^{-4\alpha_0 d_0} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} + k_0 d_0\right)}; \\
 P_1 &= P_0 e^{-2\alpha_1 d_1} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} - k_1 d_1\right)} - \\
 &- R_1^2 P_0 e^{-4\alpha_0 d_1} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} + k_1 d_1\right)}; \\
 P_2 &= P_1 e^{-2\alpha_2 d_2} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} - k_2 d_2\right)} - \\
 &- R_2^2 P_1 e^{-4\alpha_2 d_2} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} + k_2 d_2\right)}; \\
 P_3 &= P_2 e^{-2\alpha_3 d_3} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} - k_3 d_3\right)} - \\
 &- R_3^2 P_2 e^{-4\alpha_3 d_3} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} + k_3 d_3\right)}; \\
 P_4 &= P_3 e^{-2\alpha_4 d_4} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} - k_4 d_4\right)} - \\
 &- R_4^2 P_3 e^{-4\alpha_4 d_4} e^{i2\left(\frac{\omega_{(i+1)} t_{(i+1)}}{N_{(i+1)}} + k_4 d_4\right)}, \quad (7)
 \end{aligned}$$

где  $P_0$  – вектор Умова в пьезокерамическом слое, Вт/м<sup>2</sup>;  $P_1$  – вектор Умова в слое стали;  $P_2$  – вектор Умова в слое нефти;  $P_3$  – вектор Умова в слое стали;  $P_4$  – вектор Умова в воздушном слое, Вт/м<sup>2</sup>, коэффициенты отражения для слоев:  $R_0 = \frac{\rho_1 c_1 - \rho_0 c_0}{\rho_1 c_1 + \rho_0 c_0}$ ,

$$R_1 = \frac{\rho_2 c_2 - \rho_1 c_1}{\rho_2 c_2 + \rho_1 c_1}, R_2 = \frac{\rho_3 c_3 - \rho_2 c_2}{\rho_3 c_3 + \rho_2 c_2}, R_3 = \frac{\rho_4 c_4 - \rho_3 c_3}{\rho_4 c_4 + \rho_3 c_3}, R_4 = 0;$$

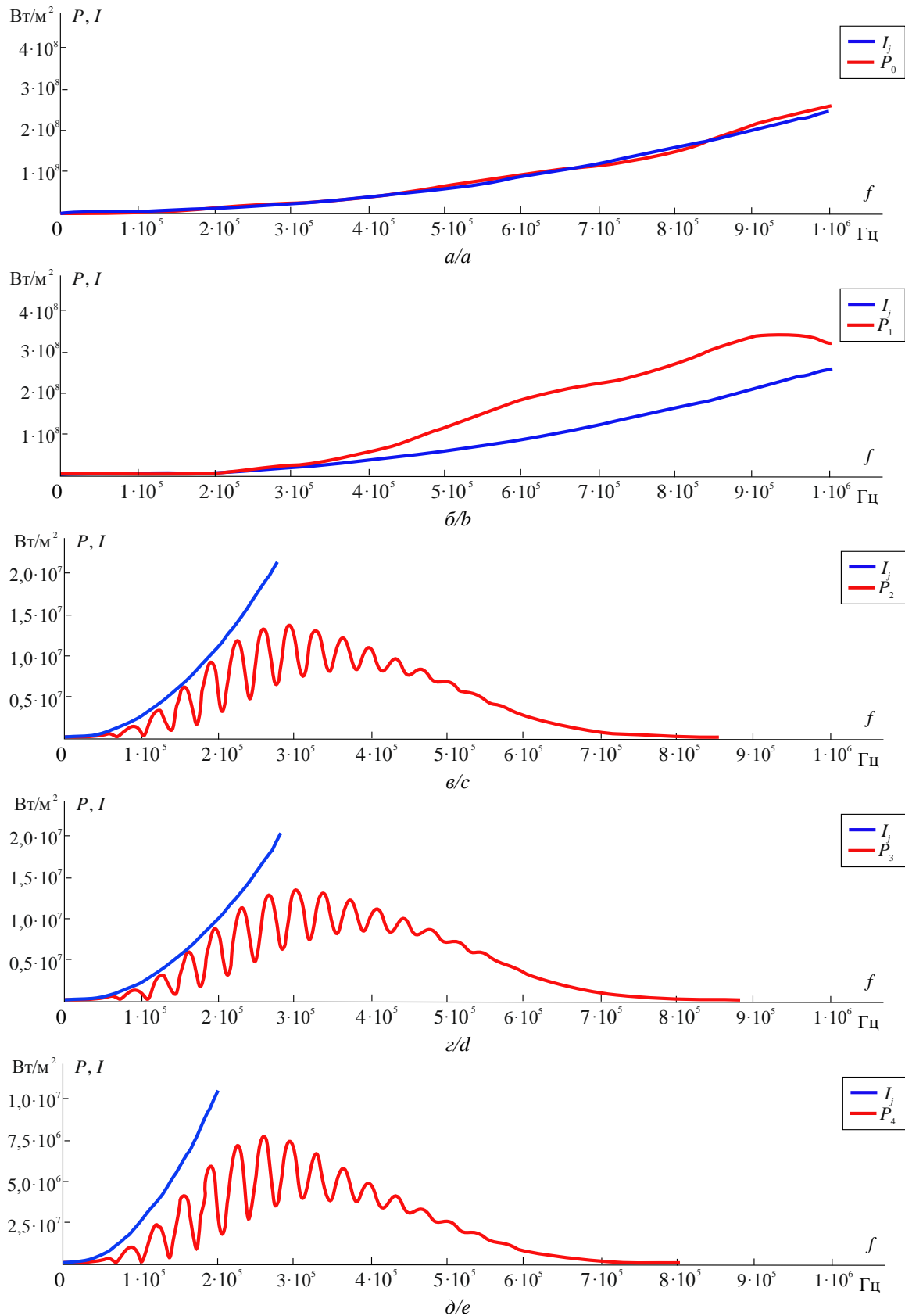
$\alpha_i$  – коэффициенты поглощения слоев акустического поля, дБ/м;  $k_0 d_0 = \frac{\omega_{(i+1)}}{c_0}$ ,  $k_1 d_1 = \frac{\omega_{(i+1)}}{c_1}$ ,  $k_2 d_2 = \frac{\omega_{(i+1)}}{c_2}$ ,

$$k_3 d_3 = \frac{\omega_{(i+1)}}{c_3}, k_4 d_4 = \frac{\omega_{(i+1)}}{c_4} - \text{волновые числа слоев,}$$

1/м;  $I_j = \frac{1}{2} \dot{X}^2 \rho_0 c_0$  – интенсивность акустического излучения источника, Вт/м<sup>2</sup>;  $d$  – толщина слоев акустической системы, м. Здесь время  $t$  учитывается за 1 секунду (все функции гармонические и периодические), плюс часть периода поворота угла  $\omega t$  на долю периода  $\Delta$ . Принимается:

$$t_{(i+1)} = 1 + \frac{\text{ТП}_{(i+1)}}{\Delta},$$

где  $\text{ТП}_{(i+1)} = \frac{1}{f_{(i+1)}}$  – текущий период колебания процесса,  $\Delta$  – доля периода (1/4, 1/2, 3/4, 1). Значение фазы круговой частоты на времени 1 секунда будет равно  $\frac{\omega_{(i+1)} t}{N_{(i+1)}}$ , где  $N_{(i+1)}$  – количество колебаний в 1 секунду (численно равно частоте колебаний). Площадь акустической системы принимается равной 1 м<sup>2</sup>.



**Рис. 2.** Частотная характеристика интенсивностей звуковой энергии в слоях акустической системы: а) пьезокерамика,  $d_0 = 2 \cdot 10^{-3}$  м; б) сталь,  $d_1 = 1 \cdot 10^{-3}$  м; в) нефть,  $d_2 = 1 \cdot 10^{-2}$  м; г) сталь,  $d_3 = 1 \cdot 10^{-3}$  м; д) воздух,  $d_4 = 1 \cdot 10^{-2}$  м  
**Fig. 2.** Frequency characteristic of sound energy intensity in the acoustic system layers: а) piezoceramics,  $d_0 = 1 \cdot 10^{-2}$  m; б) steel,  $d_1 = 1 \cdot 10^{-3}$  m; в) oil,  $d_2 = 1 \cdot 10^{-2}$  m; д) steel,  $d_3 = 1 \cdot 10^{-3}$  m; е) air,  $d_4 = 1 \cdot 10^{-2}$  m

Решение системы уравнений (7) проводилось численным методом в пакете прикладных программ Mathcad. На рис. 2 представлены частотные характеристики векторов Умова в слоях акустической системы, которые включают пьезокерамику излучателя, стальную линзу, слой нефти, стальную стенку, воздушное пространство.

По частотным характеристикам интенсивностей в слоях заметно, что режим стоячих волн начинает проявляться в стальном слое линзы излучателя (рис. 2). В слое нефти, корпуса из стали и воздушного пространства режимы стоячих волн реализуются в виде резонансных пиков и антирезонансных провалов.

На волновую картину процесса передачи энергии будет влиять соотношение  $\lambda$  длины волны в слое нефти  $\lambda_{\text{неф}}$  и толщины этого слоя  $d_2$  (8).

$$\lambda = \frac{\lambda_{\text{неф}}}{4} - d_2 = 0. \quad (8)$$

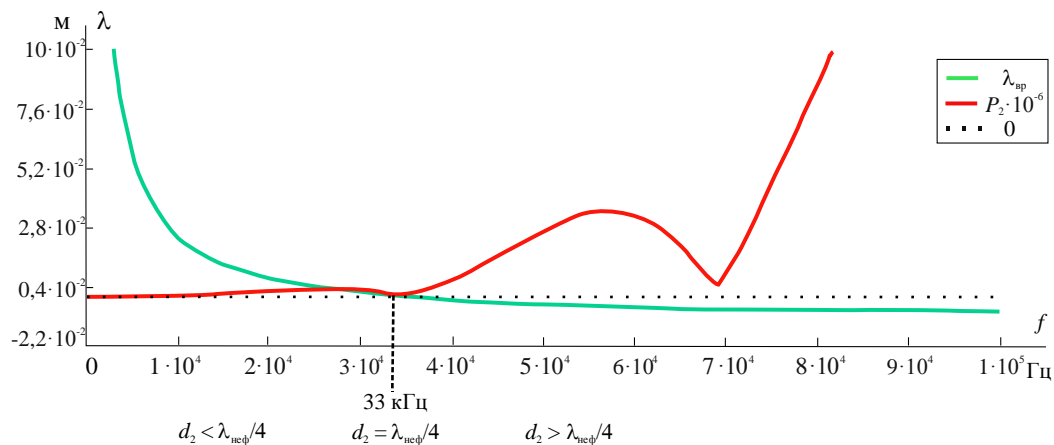


Рис. 3. Соотношение длины волны  $\lambda_{\text{неф}}$  и толщины нефтяного слоя  $d_2$

Fig. 3. Ratio of wavelength  $\lambda_{\text{oil}}$  and thickness of the oil layer  $d_2$

Для оценки энергии звука в нефти введено отношение энергии звука в нефти к энергии звука источника УЗ излучения:

$$\eta_n = \frac{P_n}{P_j}, \quad (9)$$

На рис. 3 приведены результаты моделирования. Если толщина слоя составляет небольшую долю от длины волны  $\frac{\lambda_{\text{неф}}}{4} > d_2$ , заметного отражения звуковой волны не будет, звуковая волна пройдет препятствие, как если бы его не было [17].

Начиная с частоты воздействия, при которой  $\frac{\lambda_{\text{неф}}}{4} = d_{\text{слоя}}$ , появляются режимы стоячих волн, проявляющиеся в виде резонансных пиков и антирезонансных провалов (рис. 3).

При дальнейшем возрастании частоты воздействия резонансные явления пропадают, при  $\frac{\lambda}{4} < d_{\text{слоя}}$  толщина слоя велика по сравнению с длиной волны. В этом случае за слоем образуется звуковая тень. Только на частотах 500 кГц режимы стоячих волн перестают оказывать влияние на передачу энергии (рис. 3).

где  $\eta_n$  – отношение энергии звукового поля в конкретном слое. Коэффициент  $\eta_n$  в выражении (9) не идентичен коэффициенту пропускания и отражает появление резонансных явлений в слоях акустической системы. В случае со слоем углеводородной природы интенсивность звука в слое нефти на некоторых частотах ( $d_2=10$  мм) близка к энергии источника (рис. 4).

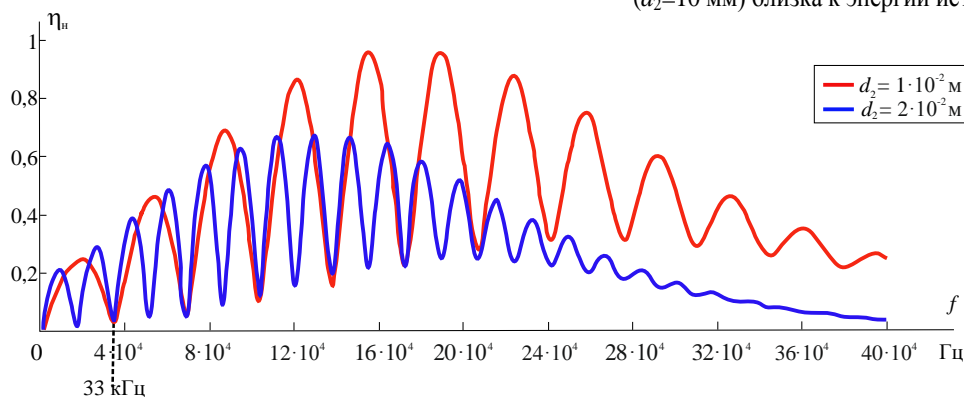
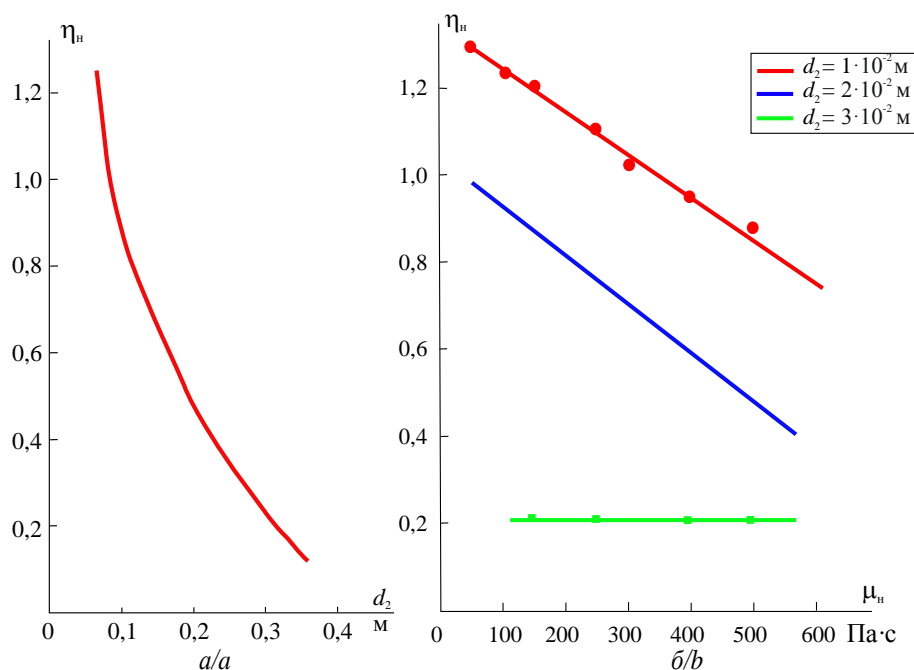


Рис. 4. Частотная зависимость коэффициента интенсивности  $\eta_n$  при толщине слоя нефти  $d_2=1\cdot 10^{-2}$  м и  $d_2=2\cdot 10^{-2}$  м,  $\mu_n=0,5$  Па·с

Fig. 4. Frequency dependence of intensity coefficient  $\eta_n$  with oil thickness  $d_2=1\cdot 10^{-2}$  m and  $d_2=2\cdot 10^{-2}$  mm,  $\mu_n=0,5$  Pa·s

Частотные характеристики с учетом интерференционной картины поля отражают картину проникновения энергии в слои и показывают, что за счет образования стоячих

волн и накопления энергии в слое отношение  $\eta_n$  данного слоя к входящей энергии (при малых поглощениях в слоях) может быть близко к 1 или даже превышать 1 (рис. 5).



**Рис. 5.** Зависимость изменения  $\eta_n$  в нефти от изменения: а) толщины слоя при динамической вязкости  $\mu_n=0,5$  Па·с и при частоте воздействия 160 кГц; б) вязкости нефти при частоте воздействия 160 кГц и толщине слоя нефти  $d_2=1 \cdot 10^{-2}$  м;  $2 \cdot 10^{-2}$  м;  $3 \cdot 10^{-2}$  м

**Fig. 5.** Dependence of coefficient  $\eta_n$  change in oil on the changes in: a) layer thickness at dynamic viscosity  $\mu_n=0,5$  Pa·sec and with the frequency of exposure 160 kHz; b) oil viscosity at the frequency of exposure 160 kHz and the thickness of the oil layer  $d_2=1 \cdot 10^{-2}$  m;  $2 \cdot 10^{-2}$  m;  $3 \cdot 10^{-2}$  m

В дальнейших исследованиях планируется расширение возможностей представленной математической модели с целью определения степени нагрева среды, изменения реологических свойств конкретного объема нефти в стационарном и переходном режимах работы акустической системы.

#### Выводы

Разработанная математическая модель распространения ультразвука в многослойной среде позволяет рассчитать энергию в каждом слое акустической системы при различных частотах возбуждения источника колебаний с различными соотношениями длины волны в слое и толщины данного слоя.

Математическая модель учитывает коэффициенты поглощения в слоях акустической системы и отраженные волны в каждом слое. Наличие отраженных волн в каждом слое создает череду режимов стоячих

волн и, как следствие, множество максимумов и минимумов на частотной характеристике слоев.

Частотные характеристики с учетом интерференционной картины поля отражают картину проникновения энергии в слои и показывают, что за счет образования стоячих волн и накопления энергии в слое отношение  $\eta_n$  данного слоя к входящей энергии (при малых поглощениях в слоях) может быть близко к 1 или даже больше 1, что согласуется с источниками [18, 19].

Акустическая энергия в слое нефти падает в зависимости от увеличения исходной вязкости.

Представленная математическая модель позволяет рассчитать конструкцию акустической системы для подготовки нефти и углеводородных топлив к транспорту, подготовки топлив к сжиганию, подготовки масел к эксплуатации в условиях Арктики и Антарктики.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В., Рикконен С.В. Результаты физико-химической обработки высокосвязывающих нефтей // Химия нефти и газа: Международная конференция. – Томск, 2018. – С. 633–634.
2. Intensification of the processes of preparation of drilling and cement mortars using vibration jet activation methods / S.V. Rikkonen, M.A. Dmitrieva, V.N. Leitsin, S.V. Ponomarev, A.V. Azin // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. – 2020. – V. 911. – № 012001. DOI: 10.1088/1757-899X/911/1/012001.
3. Способ виброструйной гидродинамической технологии сохранения текучести углеводородных топлив и нефтепродуктов в условиях низких температур / А.В. Азин, Е.П. Богданов, С.В. Пономарев, С.В. Рикконен // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 158–177.
4. Идентификация параметров механической системы вибрационного электромагнитного активатора по граничным окolorезонансным частотам / А.Н. Гаврилин, С.Н. Кладиев, А.С. Глазырин, Е.В. Боловин, В.И. Полищук // Известия Томского по-

- литехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 158–177.
5. Резонансные колебания с предельной амплитудой в вибрационном электромагнитном активаторе / А.Н. Гаврилин, Е.В. Боловин, А.С. Глазырин, С.Н. Кладиев, В.И. Полищук // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 201–213.
  6. Создание эталонной плоской ультразвуковой волны в жидкости с помощью плоского пьезоэлектрического преобразователя большого волнового размера / А.А. Крохмаль, Д.А. Николаев, С.А. Цысарь, О.А. Сапожников // Акустический журнал. – 2020. – Т. 66. – № 5. – С. 475–488.
  7. Исаев А.Е., Айвазян Ю.М., Поликарпов А.М. Проблемы исследования акустических свойств материалов методами ближнего поля // Альманах современной метрологии. – 2020. – № 1. – С. 163–196.
  8. Зайцев В.В., Кузнецова И.Е. Акустические волны в тонких пьезоэлектрических пластинах. – М.: Радиотехника, 2018. – 240 с.
  9. Thin film flexible/bendable acoustic wave devices: Evolution, hybridization and decoupling of multiple acoustic wave modes / R. Tao, W.B. Wang, J.T. Luo, S.A. Hasan, H. Torun, P. Canyelles-Pericas, J. Zhou, W.P. Xuan, M.D. Cooke, D. Gibson, Q. Wu, W.P. Ng, J.K. Luo, Y.Q. Fu // Surface & Coatings Technology. – 2019. – V. 357. – P. 587–594.
  10. Guiding and splitting Lamb waves in coupled-resonator elastic waveguides / Y.-F. Wang, T.-T. Wang, J.-P. Liu, Y.-S. Wang, V. Laude // Composite Structures. – 2018. – V. 206. – P. 588–593.
  11. Анисимкин В.И., Воронова Н.В. Особенности генерации нормальных акустических волн высших порядков в тонких пьезоэлектрических пластинах // Акустический журнал. – 2020. – Т. 66. – № 1. – С. 3–7.
  12. Гусев В.А., Руденко О.В. Поля радиационных сил и акустические течения в жидком слое на твердом полупространстве // Акустический журнал. – 2019. – Т. 65. – № 2. – С. 166–181.
  13. Guz A.N., Bagno A.M. Effect of prestresses on the dispersion of Lamb waves in a system consisting of a viscous liquid layer and a compressible elastic layer // International applied mechanics. – 2018. – V. 54 (3). – P. 249–258.
  14. Huang L., Liang J., Wu C. A three-dimensional indirect boundary integral equation method for modeling elastic wave scattering in a layered half-space // Int. J. Solids Structures. – 2019. – V. 169. – P. 81–94.
  15. Falletta S., Monegato G., Scuderi L. On the discretization and application of two space-time boundary integral equations for 3D wave propagation problems in unbounded domains // Applied Numerical Mathematics. – 2018. – V. 124. – P. 22–43.
  16. Research on the transmission characteristics of air-coupled ultrasound in double-layered bonded structures / X.-G. Wang, W.-L. Wu, Z.-C. Huang, J.-J. Chang, N.-X. Wu // Materials. – 2018. – V. 11. – № 310. DOI: 10.3390/ma11020310.
  17. Хаясака Т. Электроакустика. – М.: Мир, 1982. – 248 с.
  18. Xu Y., Langbauer C., Hofstaetter H. The application of ultrasonic technology for cleaning oil contaminated sand // SPE Asia Pacific Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility Conference. – Kuala Lumpur, 2017. – 12 p. DOI: 10.2118/185261-ms.
  19. Исакович М.А. Общая акустика. – М.: Наука, 1973. – 489 с.
  20. Соколов В.С. Дефектоскопия материалов. – М.: Госэнергоиздат, 1961. – 328 с.

Поступила 07.04.2021 г.

#### Информация об авторах

**Азин А.В.**, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник Научно-исследовательского института прикладной математики и механики Национального исследовательского Томского государственного университета.

**Богданов Е.П.**, кандидат технических наук, доцент Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Марицкий Н.Н.**, кандидат физико-математических наук, инженер-исследователь Научно-исследовательского института прикладной математики и механики Национального исследовательского Томского государственного университета.

**Пономарев С.А.**, аспирант, инженер-исследователь Научно-исследовательского института прикладной математики и механики Национального исследовательского Томского государственного университета.

**Рикконен С.В.**, кандидат технических наук, доцент, инженер-исследователь Научно-исследовательского института прикладной математики и механики Национального исследовательского Томского государственного университета.



UDC 534.21

## MATHEMATICAL MODELLING OF HIGH-VISCOUS OIL ULTRASONIC PREPARATION FOR TRANSPORT

**Anton V. Azin<sup>1</sup>,**  
antonazin@niipmm.tsu.ru

**Eugene P. Bogdanov<sup>2</sup>,**  
epbogdanov@mail.ru

**Nikolay N. Maritsky<sup>1</sup>,**  
nnmar@niipmm.tsu.ru

**Sergey A. Ponomarev<sup>1</sup>,**  
doc.sergeyponomarev@gmail.com

**Sergey V. Rikkonen<sup>1</sup>,**  
rikk2@yandex.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk State University,  
36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to determine the energy level of physical effects on high-viscous oil in order to prepare it for transport.

This knowledge is relevant for the design of ultrasonic installations for changing the rheological properties of oil.

**The main aim** of the research is to determine acoustic energy levels in layers of multilayer acoustic system at different impact frequencies in order to identify resonant modes of the mechanical system «emitter–oil».

**Objects:** mechanical multi-layered system «emitter–oil», the design of which is determined by the method of energy application to the load and the resonant frequency of the particular layer.

**Methods:** mathematical modeling of ultrasonic radiation with the determination of the energy of transmission, absorption and reflection in each layer of the mechanical system «emitter–oil», determination of resonant frequencies with the maximum released energy in the oil layer.

**Results.** Mathematical model of a multilayer acoustic system is presented. It allows calculating the energy of acoustic radiation in each layer of the system. The frequency characteristics of acoustic radiation make it possible to determine the resonance modes in each layer of the system, including oil. Knowledge of the level of acoustic energy, in the future, will make it possible to determine changes in the rheological properties of oil, including from heating.

**Findings.** The developed mathematical model of the ultrasound propagation in a multilayer system makes it possible to calculate the energy in each layer of the acoustic system at different excitation frequencies of the vibration source with different ratios of the wavelength in the layer and the thickness of this layer. The presence of reflected waves in each layer creates a series of resonances (standing wave modes). The frequency characteristics, taking into account the interference pattern of the field, reflect the pattern of energy penetration into the layers and show that due to the formation of standing waves (resonances), the energy in oil can be close to the energy of the emitter. The acoustic energy in the oil layer decreases depending on the increase of the initial viscosity. This mathematical model makes it possible to calculate the design of an acoustic system for preparing oil and hydrocarbon fuels for transport, preparing fuels for combustion, preparing oils for operation in the Arctic and Antarctic.

### Key words:

Ultrasonic radiation, radiation energy, standing waves, reflected waves, frequency characteristics, layered acoustic system.

### REFERENCES

1. Loskutova Yu.V., Yudina N.V., Rikkonen S.V. Rezultaty fiziko-khimicheskoy obrabotki vysokozastyvayushchikh neftey [Results of physicochemical treatment of highly solidifying oils]. *Mezhdunarodnaya konferentsiya. Khimiya nefti i gaza* [International Conference. Chemistry of Oil and Gas]. Tomsk, 2018, pp. 633–634.
2. Rikkonen S.V., Dmitrieva M.A., Leitsin V.N., Ponomarev S.V., Azin A.V. Intensification of the processes of preparation of drilling and cement mortars using vibration jet activation methods. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 2020, vol. 911, no. 012001. DOI: 10.1088/1757-899X/911/1/012001.
3. Azin A.V., Bogdanov E.P., Ponomarev S.V., Rikkonen S.V. Method of vibro-jet hydrodynamic technology to retain the fluidity of hydrocarbon fuels and petroleum products at low temperatures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 4, pp. 41–48. In Rus.
4. Gavrilin A.N., Kladiyev S.N., Glazyrin A.S., Bolovin E.V., Polishchuk V.I. Identification of parameters of vibration electromagnetic activator mechanical system using limiting near resonance frequency. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 4, pp. 158–177. In Rus.
5. Gavrilin A.N., Bolovin E.V., Glazyrin A.S., Kladiyev S.N., Polishchuk V.I. Resonant oscillations with a limiting amplitude in a vibration electromagnetic activator. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 201–213. In Rus.
6. Krohmal A.A., Nikolaev D.A., Tsysar S.A., Sapozhnikov O.A. Sozdanie etalonnoy ploskoy ultrazvukovoy volny v zhidkosti s pomoshchyu ploskogo pyzoelektricheskogo preobrazovatelya bolshogo volnovogo razmera [Creation of a reference plane ultrasonic wave in a liquid using a flat piezoelectric transducer of large wave size]. *Akusticheskiy zhurnal*, 2020, vol. 66, no. 5, pp. 475–488.

7. Isaev A.E., Aivazian Yu.M., Polikarpov A.M. Problems of research of acoustic properties of materials by methods of near field. *Almanac of modern metrology*, 2020, no. 1, pp. 163–196. In Rus.
8. Zaytsev V.V., Kuznetsova I.E. *Akusticheskie volny v tonkikh pye-zoelektricheskikh plastinakh* [Acoustic waves in thin piezoelectric plates]. Moscow, Radiotekhnika Publ., 2018. 240 p.
9. Tao R., Wang W.B., Luo J.T., Hasan S.A., Torun H., Canyelles-Pericas P., Zhou J., Xuan W.P., Cooke M.D., Gibson D., Wu Q., Ng W.P., Luo J.K., Fu Y.Q. Thin film flexible/bendable acoustic wave devices: Evolution, hybridization and decoupling of multiple acoustic wave modes. *Surface & Coatings Technology*, 2019, vol. 357, pp. 587–594.
10. Wang Y.-F., Wang T.-T., Liu J.-P., Wang Y.-S., Laude V. Guiding and splitting Lamb waves in coupled-resonator elastic waveguides. *Composite Structures*, 2018, vol. 206, pp. 588–593.
11. Anisimkin V.I., Voronova N.V. Osobennosti generatsii normalnykh akusticheskikh voln vysshikh poryadkov v tonkikh pye-zoelektricheskikh plastinakh [Features of the generation of higher-order normal acoustic waves in thin piezoelectric plates]. *Akusticheskiy zhurnal*, 2020, vol. 66, no. 1, pp. 3–7.
12. Gusev V.A., Rudenko O.V. Polya radiatsionnykh sil i akusticheskie techeniya v zhidkom sloe na tverdom poluprostranstve [Radiation force fields and acoustic flows in a liquid layer on a solid half-space]. *Akusticheskiy zhurnal*, 2019, vol. 65, no. 2, pp. 166–181.
13. Guz A.N., Bagno A.M. Effect of prestresses on the dispersion of Lamb waves in a system consisting of a viscous liquid layer and a compressible elastic layer. *International applied mechanics*, 2018, vol. 54 (3), pp. 249–258.
14. Huang L., Liang J., Wu C. A three-dimensional indirect boundary integral equation method for modeling elastic wave scattering in a layered half-space. *Int. J. Solids Structures*, 2019, vol. 169, pp. 81–94.
15. Falletta S., Monegato G., Scuderi L. On the discretization and application of two space–time boundary integral equations for 3D wave propagation problems in unbounded domains. *Applied Numerical Mathematics*, 2018, vol. 124, pp. 22–43.
16. Wang X.-G., Wu W.-L., Huang Z.-C., Chang J.-J., Wu N.-X. Research on the transmission characteristics of air-coupled ultrasound in double-layered bonded structures. *Materials*, 2018, vol. 11, no. 310. DOI: 10.3390/ma11020310.
17. Hayasaka T. *Elektroakustika* [Electroacoustics]. Moscow, Mir Publ., 1982. 248 p.
18. Xu Y., Langbauer C., Hofstaetter H. The application of ultrasonic technology for cleaning oil contaminated sand. *SPE Asia Pacific Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility Conference*. Kuala Lumpur, 2017. 12 p. DOI: 10.2118/185261-ms.
19. Isakov M.A. *Obshchaya akustika* [General acoustics]. Moscow, Nauka Publ., 1973. 489 p.
20. Sokolov V.S. *Defektoskopiya materialov* [Flaw detection of materials]. Moscow, Gosjenergoizdat Publ., 1968. 328 p.

Received: 7 April 2021.

#### Information about the authors

**Anton V. Azin**, Cand. Sc., senior research officer, National Research Tomsk State University.

**Eugene P. Bogdanov**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Nikolay N. Maritsky**, Cand. Sc., research engineer, National Research Tomsk State University.

**Sergey A. Ponomarev**, research engineer, postgraduate, National Research Tomsk State University.

**Sergey V. Rikonen**, Cand. Sc., associate professor, research engineer, National Research Tomsk State University.

УДК 665.64:665.6-405:(543.4+543.44)

## ПАРАМЕТРЫ МАКРОСТРУКТУРЫ НЕРАСТВОРИМЫХ ПРОДУКТОВ ТЕРМОЛИЗА СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ УСИНСКОЙ НЕФТИ

Антипенко Владимир Родионович<sup>1</sup>,  
avg@ipc.tsc.ru

Гринько Андрей Алексеевич<sup>2</sup>,  
grinko@tpu.ru

<sup>1</sup> Институт химии нефти СО РАН,  
Россия, 634055, Томск, пр. Академический, 4.

<sup>2</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** исследования обусловлена тем, что процессы переработки нефтяных остатков, тяжелых нефтей и природных битумов, основанные на термической деструкции высокомолекулярных компонентов сырья, приводят не только к но-вообразованию дистиллятных фракций. Они всегда сопровождаются образованием нерастворимых в нефтяной среде про-дуктов карбонизации, обычно называемых коксом. Основными источниками для образования кокса являются смолы и ас-фальтены исходного сырья. Термическая деструкция смол и асфальтенов широко используются для изучения их молекуляр-ного строения. Информация о составе и свойствах нерастворимых продуктов, полученных при термическом воздействии на смолисто-асфальтеновые вещества, позволит получить информацию о путях их образования. Особенности макрострукту-ры нерастворимых коксообразных продуктов, полученных в процессе термоллиза смол и асфальтенов усинской нефти при различных температурах, не были установлены.

**Цель:** установление параметров макроструктуры нерастворимых продуктов, полученных при разных температурах авто-клавного термоллиза смол и асфальтенов усинской нефти в инертной атмосфере.

**Объекты:** нерастворимые в хлороформе продукты автоклавного термоллиза в атмосфере аргона при 250, 450 и 650 °С смол и асфальтенов тяжелой, высокосернистой, высокосмолистой нефти Усинского месторождения.

**Методы:** спектроскопия комбинационного рассеяния, рентгенодифракционный фазовый анализ.

**Результаты.** С использованием спектроскопии комбинационного рассеяния и рентгенодифракционного фазового анализа охарактеризованы нерастворимые продукты автоклавного термоллиза при 250, 450 и 650 °С смол и асфальтенов усинской нефти. Установлено, что продукты, полученные при температурах 450 и 650 °С, по своим характеристикам соответствую-ют продуктам сравнительно высокой степени карбонизации. Их спектры комбинационного рассеяния содержат полосы в об-ласти 1350 и 1580 см<sup>-1</sup> (D- и G-полоса) и их обертоны в области 2700 и 3400 см<sup>-1</sup>, характерные для углеродных материалов с невысокой степенью упорядоченности. Параметры их макроструктуры, определенные методом рентгенофазового анализа, особенности дифрактограмм также соответствуют карбено-карбоидам и коксу. В то же время нерастворимые продукты, полученные из смол при 250 °С, проявляют флуоресценцию в условиях регистрации КР-спектра, очень близки к исходным ас-фальтенам по параметрам макроструктуры, рассчитанным из результатов рентгенофазового анализа. Это дает основа-ние отнести их к асфальтеноподобным веществам, что подтверждает выводы, сформулированные нами ранее на основе их элементного состава, ИК-спектров, результатов пиролитического анализа в режиме Rock Eval и «on line» флэш-пиролиза.

### Ключевые слова:

Усинская нефть, смолы, асфальтены, автоклавный термоллиз, нерастворимые продукты, спектры комбинационного рассеяния, рентгенодифракционный фазовый анализ.

### Введение

Термическое воздействие на тяжелые высокосмоли-стые нефти, нефтяные остатки, природные битумы при-водит не только к образованию дополнительного количе-ства дистиллятных фракций за счет деструкции высоко-молекулярных компонентов (смол и асфальтенов), но и всегда сопровождается образованием нерастворимых в нефтяной среде и ароматических растворителей продук-тов карбонизации, обычно называемых коксом. Причем некоторые процессы термической переработки нефти це-ленаправленно используются для получения кокса, например, замедленное коксование [1, 2]. Считается, что основными коксогенами являются смолисто-асфальтеновые вещества (САВ). Изучение состава и свойств нерастворимых продуктов, полученных из САВ при термическом воздействии, позволит получить ин-формацию о механизме и стадийности их образования [3].

В [4–9] показано, что при термической деструкции смол и асфальтенов нефти Усинского месторождения в автоклаве в атмосфере аргона при температурах 160...650 °С образуется набор продуктов, включаю-щий газы, масла, смолы, асфальтены и нераствори-мые в хлороформе и горячем бензоле продукты, условно названные коксом. Особенности состава ароматических углеводородов и сероорганических соединений масел, полученных из смол и асфальте-нов при различных температурах, описаны в [4–6]. Были также охарактеризованы так называемые «вто-ричные» смолы и асфальтены, выделенные из жидких продуктов термоллиза [4, 8, 9]. Совокупность данных об особенностях состава и свойств нерастворимых продуктов, полученных из асфальтенов и смол в про-цессе их автоклавного термоллиза при различных тем-пературах [10], позволила высказать предположения

об их природе. Установлено [10], что все нерастворимые продукты, полученные при термолитизе смол и асфальтенов при 450 (КС450, КА450) и 650 °С (КС650, КА650), близки по своему составу и свойствам к коксу. У них низкое атомное отношение Н/С (0,28...0,78). В ИК-спектрах этих продуктов отсутствуют полосы, соответствующие валентным и деформационным колебаниям С–Н связей в алифатических структурных фрагментах (2800...3000, 1370, 1450, 720 см<sup>-1</sup>). Их пиролизический анализ в варианте Rock Eval свидетельствует о низком нефтегенерационном потенциале, то есть способности генерировать летучие органические вещества при пиролизе.

В то же время нерастворимый продукт, полученный с высоким выходом при термолитизе смол при 250 °С (КС250), по всем перечисленным выше показателям состава и свойств нельзя отнести к коксу. Сделан вывод [10], что по элементному составу, ИК-спектрам, результатам пиролизического анализа в режиме Rock Eval и «on line» флэш-пиролиза (600 °С, 20 с) они соответствуют «асфальтеноподобным» веществам, образование которых, по-видимому, обусловлено разрывом при 250 °С наиболее лабильных S–S или C–S связей в смолах с генерацией макроциклов и последующей их рекомбинацией. Особенности макроструктуры нерастворимых коксообразных продуктов, полученных в процессе термолитиза смол и асфальтенов усинской нефти при различных температурах, не были установлены.

Целью данной работы является установление параметров макроструктуры нерастворимых продуктов, полученных при разных температурах автоклавного термолитиза смол и асфальтенов усинской нефти в инертной атмосфере.

#### Экспериментальная часть

Процедура автоклавного термолитиза смол и асфальтенов усинской нефти при различных температурах (160, 200, 250, 300, 450, 650 °С), выделения и разделения полученных продуктов (газ, мальтены и асфальтены жидкого продукта, нерастворимый твердый остаток – кокс) описана в [10]. В настоящей статье нерастворимые продукты термолитиза были охарактеризованы методами спектроскопии комбинационного рассеяния (КР) и рентгенодифракционного фазового анализа (РФА). Спектры КР регистрировали с использованием ИК-Фурье спектрометра Nicolet 5700 с Ramap модулем. Длина волны возбуждающего лазера 1064 нм. Спектры измеряли с разрешением 4 см<sup>-1</sup> и количеством сканов 2400.

РФА исходных асфальтенов усинской нефти и нерастворимых продуктов автоклавного термолитиза асфальтенов и смол осуществляли на рентгеновском дифрактометре Discover D8 фирмы Bruker (Cu K<sub>α</sub> излучение, λ=0,154184 нм), оборудованном 2D детектором. Запись дифрактограммы осуществлялась в диапазоне углов 2θ от 5 до 80 градусов при комнатной температуре. Структурные параметры рассчитывали при помощи пакетов программ EVA V.1.3 и TOPAS V.4.2. Для идентификации фаз использована база данных PDF. В соответствии с работами [11, 12],

определялись следующие параметры макроструктуры изученных веществ.

Расстояние между соседними ароматическими слоями в пачке  $d_m$  рассчитывалось по формуле Брэгга

$$d_m = \lambda / 2 \sin \Theta_{002}, \quad (1)$$

где λ – длина волны рентгеновского излучения и Θ – угол, соответствующий максимуму 002-полосы. Расстояние между насыщенными структурными фрагментами (близлежащими алифатическими цепями или нафтеновыми кольцами) в пачках определялось исходя из положения максимума γ-полосы по формуле

$$d_\gamma = \lambda / 2 \sin \Theta_\gamma, \quad (2)$$

Средний диаметр ароматического слоя  $L_a$  рассчитывался по формуле

$$L_a = 0,92 / FWHM_{100}, \quad (3)$$

где  $FWHM_{100}$  – полная ширина 100-полосы на полувысоте ее максимума, измеренная в единицах  $(\sin \Theta) / \lambda$ .

Средняя высота пачки ароматических слоев рассчитывалась по формуле

$$L_c = 0,45 / FWHM_{002}, \quad (4)$$

где  $FWHM_{002}$  – полная ширина 002-полосы на полувысоте ее максимума, измеренная в единицах  $(\sin \Theta) / \lambda$ .

Число ароматических слоев в пачке  $M$  и среднее число ароматических колец в слое  $NO_a$  рассчитывалось по формулам

$$M = (L_c / d_m) + 1 \text{ и } NO_a = L_a / 2,667, \quad (5)$$

Степень ароматичности молекул асфальтенов и коксов определялась по формуле

$$f_{a.p.} = S_{002} / (S_{002} + S_\gamma), \quad (6)$$

где  $S_\gamma$  и  $S_{002}$  площади пиков γ- и 002-полос.

Доля атомов углерода в пачечных структурах рассчитывалась по формуле

$$\varphi_a = f_{a.p.} - f_o, \quad (7)$$

где  $f_o = 0,308 d_m - 0,970$  – степень перекрытия 002- и γ-полос [13].

#### Результаты и их обсуждение

Термообработка смол и асфальтенов при повышенных температурах должна способствовать их карбонизации, обусловленной крекингом периферийных алкильных заместителей, полиметиленовых мостиков, соединяющих структурные блоки, крекингом и/или ароматизацией нафтеновых структурных фрагментов, шивкой ароматизированных структурных блоков. Соответственно должны происходить изменения в надмолекулярной организации (макроструктуре) образующихся карбонизированных материалов. Хорошо известно, что достаточно информативными методами изучения макроструктуры углеродных материалов являются спектроскопия КР и РФА.

КР достаточно широко используется для изучения особенностей строения природных и синтетических углеродных материалов и тяжелых нефтяных фракций [14–20]. Основное внимание при этом уделяется наличию и соотношению интенсивности полос в об-

ласти  $1350$  и  $1580$   $\text{см}^{-1}$ , именуемых *D*- и *G*-полоса, соответственно. Считается, что для идеально чистого монокристаллического (высокоупорядоченного) графита характерно наличие только *G*-полосы в области  $1580$   $\text{см}^{-1}$ . Появление и увеличение относительной интенсивности полосы *D* отражает увеличение степени разупорядоченности в углеродном материале. Кроме *D*- и *G*-полос в КР-спектрах углеродных материалов нефтяного происхождения наблюдаются их обертоны – полосы в области  $2700$  и  $3250$   $\text{см}^{-1}$ , соответственно.

Большой объем экспериментальных исследований спектров КР различных природных и синтетических углеродсодержащих веществ выполнен в работе [18]. Из изученного в этой работе перечня образцов для нас особый интерес представляют родственные нефти природные образцы: озокериты, асфальты, асфальтиты, низшие и высшие кериты, антраксолиты и шунгиты. Было показано [18], что для озокеритов и асфальтов наблюдаются спектры люминесценции, а *D*- и *G*-полосы в области  $1350$  и  $1580$   $\text{см}^{-1}$ , характеристичные для некристаллического полимеризованного углеродистого вещества, либо не проявляются, либо едва заметны. Уже у асфальтитов и низших керитов на фоне полос люминесценции проявляются уширенные, но довольно интенсивные полосы *D* и *G*. Спектры КР высших керитов, антраксолитов и шунгитов состоят только из рамановских полос *D* и *G* и их обертонов. То есть в перечисленном выше перечне веществ, включающих природные образцы с возрастающей степенью карбонизации, тип спектра КР изменяется от люминесцентного к люминесцентно-рамановскому и далее к рамановскому с двумя уширенными полосами *D* и *G* и их обертонами. Важно отметить, что авторы [18] делают вывод о недостижимости при трансформации природных битумов без участия катализаторов состояния кристаллического графита, для которого характерно наличие только *G*-полосы в области  $1580$   $\text{см}^{-1}$ , ни при каких «разумных» значениях давления и температуры.

В работе [20] рассматривается возможность использования параметров полос в спектрах КР различных углеродных материалов для оценки их морфологии и степени упорядоченности. Сделан вывод, что из двух параметров: соотношения интенсивности  $I_{D1350}/I_{G1580}$  и полной ширины полосы  $D_{1350}$  на полувысоте её максимума – второй является более подходящим.

Как видно из рис. 1, продукты термоллиза смол по-разному проявляют себя в условиях регистрации КР-спектра. Так же как исходные асфальтены, КС250 проявляет люминесценцию в условиях регистрации КР-спектра. Известно, что применение спектроскопии КР для характеристики некоторых природных битумов, тяжелых и остаточных фракций нефтей, обогащенных САВ, осложнено из-за сильного люминесцентного фона [15, 18]. Поэтому можно сделать вывод о том, что КС250 по степени карбонизации мало отличается от исходных асфальтенов. В спектрах КР продуктов термоллиза смол при температурах термоллиза  $450$  и  $650$  °С (КС450, КС650) люминесцентный фон не проявляется. В них присутствуют признаки наличия полос комбинационного рассеяния, что бо-

лее заметно при другом масштабе шкалы интенсивности (рис. 2). В спектре КР продуктов, полученных при термоллизе асфальтенов (КА450, КА650, рис. 3), эти полосы проявляются более явно.

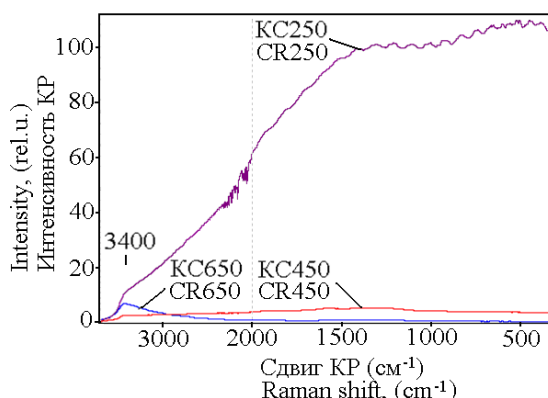


Рис. 1. Спектры комбинационного рассеяния нерастворимых продуктов, полученных при термоллизе смол при температурах  $250$ ,  $450$  и  $650$  °С

Fig. 1. Raman spectra of insoluble products obtained by thermolysis of resins at  $250$ ,  $450$  and  $650$  °С

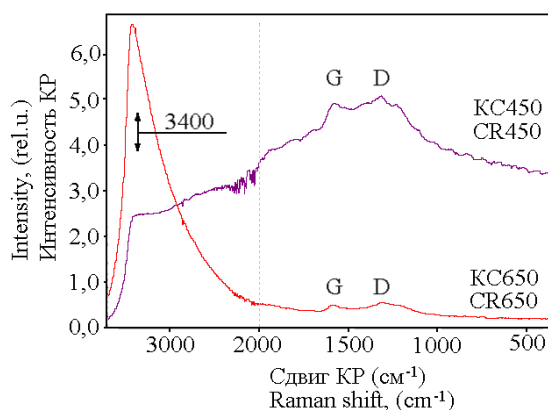


Рис. 2. Спектры комбинационного рассеяния нерастворимых продуктов, полученных при термоллизе смол при температурах  $450$  и  $650$  °С

Fig. 2. Raman spectra of insoluble products obtained by thermolysis of resins at  $450$  and  $650$  °С

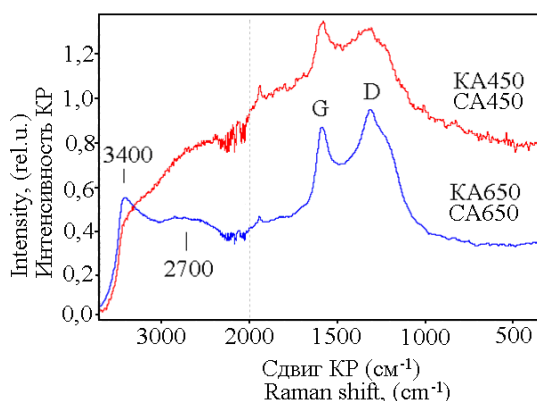


Рис. 3. Спектры комбинационного рассеяния нерастворимых продуктов, полученных при термоллизе асфальтенов при температурах  $450$  и  $650$  °С

Fig. 3. Raman spectra of insoluble products obtained by thermolysis of asphaltenes at  $450$  and  $650$  °С

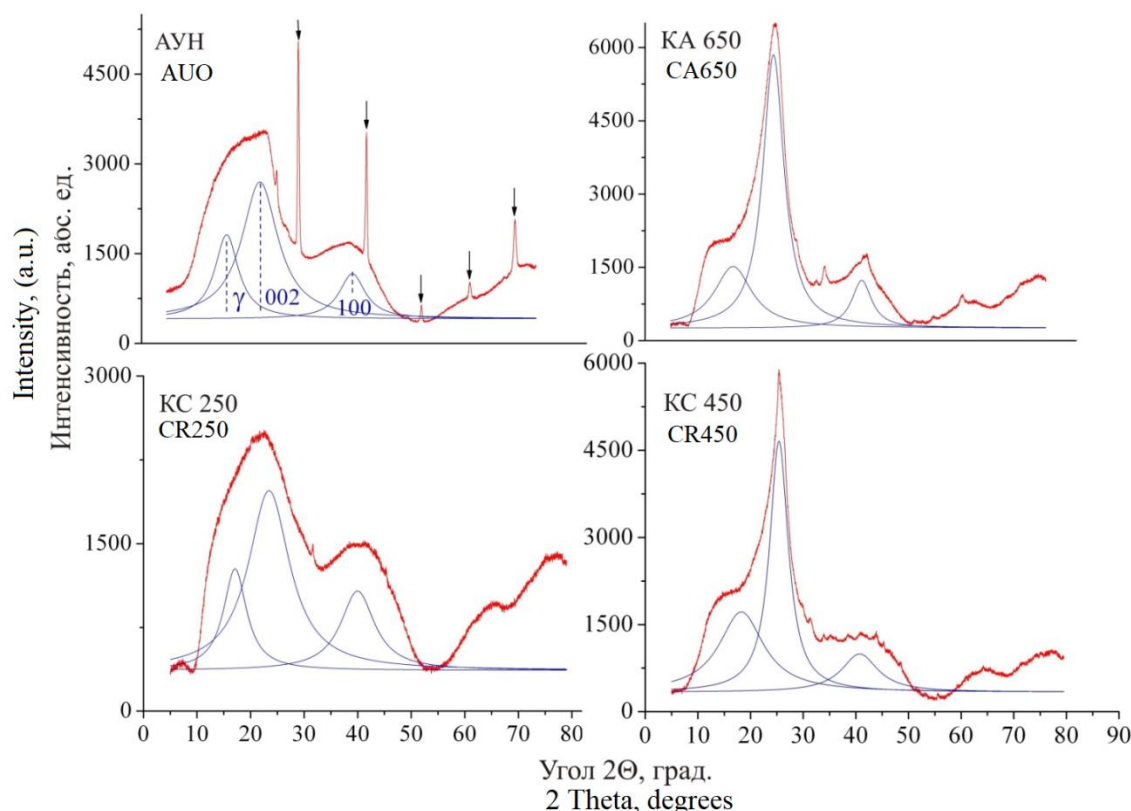
Из рис. 1–3 можно сделать вывод, что наличие полос  $D$ ,  $G$  характерно только для продуктов, полученных из смол и асфальтенов при 450 и 650 °С. Следует также отметить, что в спектрах КР образцов КА450, КА650 и КС450 наряду с полосами  $D$  и  $G$  наблюдается слабое плечо в области  $2700\text{ см}^{-1}$ , а для КС650 эта полоса отсутствует. В спектрах КР всех перечисленных образцов также присутствует полоса различной интенсивности в области  $3400\text{ см}^{-1}$ . Все эти признаки характерны для углеродсодержащих веществ с более высокой по сравнению с исходными смолами и асфальтенами степенью конденсации.

РФА широко используется для выявления закономерностей изменения параметров макроструктуры асфальтенов в процессах термического и термокаталитического превращения нефтей [21, 22], нефтяных остатков [23–26], природных битумов [27, 28] и асфальтенов [29–32].

Установлено, что основные направления изменения характера дифрактограмм и параметров макроструктуры наноагрегатов асфальтенов нефтей, нефтяных остатков, природных битумов при их термической и термокаталитической конверсии состоят в следующем: 1) возрастает относительная интенсивность полосы 002; 2) степень ароматичности молекул асфальтенов  $f_{a.p.}$ , выделенных из продуктов конверсии, всегда выше, чем у исходных асфальтенов, и, как правило, увеличивается при

более высоких температурах конверсии; 3) на фоне увеличения степени ароматичности молекул асфальтенов  $f_{a.p.}$  диаметр ароматического слоя  $L_a$  и среднее число ароматических колец в слое  $NO_a$ , как правило, также увеличиваются; 4) толщина ароматической пачки в наноагрегатах асфальтенов  $L_c$  и число слоев в пачке  $M$  в большинстве случаев уменьшается. Небольшое увеличение этих параметров отмечается при термическом и термокаталитическом крекинге асфальтенов [31] только при  $T \leq 380\text{ °C}$ ; 5) направление изменения параметров  $d_m$  и  $d_\gamma$  в различных экспериментах неоднозначны; 6) конверсия в среде, содержащей доноры водорода (тетралин, сверхкритическая вода), способствует снижению размеров наноагрегатов; 7) нерастворимые продукты конверсии (карбено-карбиды, кокс) по сравнению с исходными и остаточными асфальтенами характеризуются более высокими значениями  $f_{a.p.}$ ,  $L_c$  и  $M$ , но меньшими значениями  $d_m$  и  $d_\gamma$ .

На рис. 4 приведены дифрактограммы и кривые деконволюции основных полос для асфальтенов, выделенных из усинской нефти (АУН), и продуктов автоклавного термоллиза смол (КС250, КС450) и асфальтенов (КА650). Параметры макроструктуры исходных асфальтенов и нерастворимых продуктов термоллиза, рассчитанные из данных РФА по формулам (1)–(7), приведены в таблице.



**Рис. 4.** Дифрактограммы и кривые деконволюции основных полос для исходных АУН и продуктов автоклавного термоллиза смол (КС250, КС450) и асфальтенов (КА650). Стрелками обозначены полосы, соответствующие NaCl, галит (PDF Card 01-070-2509)

**Fig. 4.** X-ray diffraction patterns and deconvolution curves of the main bands for the initial asphaltenes of Usinsk oil (AUO) and products of autoclave thermolysis of resins (CR250, CR450) and asphaltenes (CA650). Arrows indicate bands corresponding to NaCl, halite (PDF Card 01-070-2509)

Как видно, на дифрактограммах исходных АУН имеется широкая полоса в области  $2\Theta=19^\circ$  ( $\gamma$ -полоса), соответствующая наличию в них насыщенных структур, и две полосы в области  $2\Theta=25,5$  и  $43,9^\circ$  (002 и 100-полоса), характеризующие наличие конденсированных ароматических слоев. Интенсивность  $\gamma$ -полосы меньше, чем интенсивность 002-полосы. Интенсивность 100-полосы еще ниже. Согласно данным РФА, в АУН присутствует NaCl. Что касается вида дифрактограммы ( $2\Theta=18, 23,3$  и  $42,7^\circ$ ) и параметров макроструктуры KC250, то они близки к соответствующим характеристикам АУН. Тем не менее по кривым деконволюции отмечается рост по отношению к  $\gamma$ -полосе относительной интенсивности полос 002 и 100, характеризующих наличие конденсированных ароматических слоев. Согласно таблице, это сопровождается небольшим увеличением размеров наноагрегата  $L_c$  и числа слоев в нем  $M$ . При этом диаметр ароматических слоев  $L_a$  и количество ароматических колец в слое  $NO_a$  практически не меняются. Другими словами, KC250 характеризуется дифрактограммой и параметрами макроструктуры, лишь незначительно отличающимися от АУН. Что подтверждает вывод [10] о его «асфальтеноподобной» природе.

**Таблица.** Параметры макроструктуры АУН и нерастворимых продуктов термолитического распада смол и асфальтенов по данным рентгенофазового анализа

**Table.** Parameters of the macrostructure of AUO and insoluble products of thermolysis of resins and asphaltenes according to X-ray phase analysis

Образец Sample	$d_m, \text{Å}$	$d_\gamma, \text{Å}$	$L_c, \text{Å}$	$M$	$L_a, \text{Å}$	$NO_a$	$f_{a.p.}$	$f_o$	$\varphi_a$
АУН AUO	3,55	4,64	7,67	3,16	24,33	9,12	0,74	0,12	0,62
KC250 CR250	3,49	4,53	11,11	4,19	25,27	9,47	0,71	0,10	0,61
KC450 CR450	3,52	4,54	26,77	8,61	38,86	14,57	0,69	0,11	0,58
КА650 СА650	3,46	4,58	24,18	7,98	55,86	20,95	0,64	0,10	0,54

У продуктов автоклавного термолитического распада смол и асфальтенов при  $450$  и  $650^\circ\text{C}$  характер дифрактограмм по сравнению с АУН и KC250 резко меняется. Он близок к дифрактограммам полукочка и кокса, представленным в [19, 20, 26, 33–36]. Резко возрастает относительная интенсивность полосы 002. Что касается результатов расчета, то как следует из таблицы, существенно возрастают такие параметры макроструктуры, как толщина пачек  $L_c$  и количество слоев в пачке  $M$ . В каждом из слоев пачки существенно увеличивается диаметр ароматических слоев  $L_a$  и количество ароматических колец в слое  $NO_a$ . Из таблицы видно, что межслоевое расстояние в пачках  $d_m$  и величина  $d_\gamma$ , характеризующая расстояние между насыщенными фрагментами, для нерастворимых продуктов термо-

литического распада смол и асфальтенов всегда ниже, чем у АУН. Как указывалось выше, все выявленные тенденции полностью соответствуют особенностям дифрактограмм и параметров макроструктуры, характеризующих карбено-карбоиды и кокс. Кроме того, просматривается явная аналогия изменения дифрактограмм и параметров макроструктуры в ряду природных битумов (асфальты, асфальтиты, антракосолиты, кериты), отличающихся глубиной термического преобразования [28]. А также при экспериментальном кратковременном термическом воздействии на перечисленные образцы природных битумов [28]. Как следует из таблицы, заметное различие между АУН, KC250 и коксами наблюдается также по таким параметрам макроструктуры, как степень ароматичности  $f_{a.p.}$  и доля атомов углерода, сосредоточенных в пачках  $\varphi_a$ .

### Заключение

С использованием спектроскопии КР и РФА охарактеризованы нерастворимые продукты автоклавного термолитического распада при  $250, 450$  и  $650^\circ\text{C}$  смол и АУН. Установлено, что продукты, полученные при температурах  $450$  и  $650^\circ\text{C}$ , по своим характеристикам соответствуют продуктам сравнительно высокой степени карбонизации. Их спектры комбинационного рассеяния содержат полосы в области  $1350$  и  $1580\text{ см}^{-1}$  ( $D$ - и  $G$ -полоса) и их обертоны в области  $2700$  и  $3400\text{ см}^{-1}$ , характерные для углеродных материалов с низкой степенью упорядоченности. По результатам РФА у высокотемпературных продуктов по сравнению с АУН и KC250 существенно возрастают такие параметры макроструктуры, как толщина пачек  $L_c$  и количество слоев в пачке  $M$ . В каждом из слоев пачки заметно увеличиваются диаметр ароматических слоев  $L_a$  и количество ароматических колец в слое  $NO_a$ . Как указывалось выше, все выявленные тенденции отражают процессы ароматизации и карбонизации исходных смол и асфальтенов при формировании при их высокотемпературной конверсии карбено-карбоидов и/или кокса. В то же время нерастворимые продукты, полученные из смол при  $250^\circ\text{C}$ , проявляют люминесценцию в условиях регистрации КР-спектра, очень близки к исходным асфальтенам по параметрам макроструктуры, рассчитанным из результатов РФА. Это дает основание отнести их к асфальтеноподобным веществам, что подтверждает выводы, сформулированные нами ранее [10] на основе их элементного состава, ИК-спектров, результатов пиролитического анализа в режиме Rock Eval и «on line» флэш-пиролиза. Возможность осуществления химических реакций при сравнительно низких температурах термолитического распада смол и асфальтенов, в том числе, с образованием нерастворимых продуктов, продемонстрирована в работах [37–44].

Работа выполнена в рамках государственного задания Института химии нефти СО РАН.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сюняев З.И. Производство, облагораживание и применение нефтяного кокса. – Москва: Химия, 1973. – 295 с.
2. Капустин В.М., Глаголева О.Ф. Физико-химические аспекты формирования нефтяного кокса (обзор) // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56. – № 1. – С. 3–12.
3. A review of state-of-the-art research on carbon structure evolution during the coking process: from plastic layer chemistry to 3D carbon structure establishment / Y. Chen, S. Lee, A. Tahmasebi, J. Bai, M. Mahoney, J. Yu // Fuel. – 2020. – V. 271. – 117657.
4. Гринько А.А., Головки А.К. Исследование стабильности нефтяных асфальтенов методом термической деструкции // Химия в интересах устойчивого развития. – 2011. – Т. 19. – № 3. – С. 327–334.
5. Ароматические серосодержащие структурные фрагменты смол и асфальтенов тяжелого углеводородного сырья / А.А. Гринько, Р.С. Мин, Т.А. Сагаченко, А.К. Головки // Нефтехимия. – 2012. – Т. 52. – № 4. – С. 249–255.
6. Структурные фрагменты макромолекул смол и асфальтенов тяжелых нефтей / А.А. Гринько, Р.С. Мин, Т.А. Сагаченко, А.К. Головки // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт – 2012. – № 4. – С. 24–29.
7. Состав ароматических углеводородов продуктов термолитиза смол и асфальтенов тяжелого углеводородного сырья / А.А. Гринько, Р.С. Мин, Т.А. Сагаченко, А.К. Головки // Химия в интересах устойчивого развития. – 2012. – Т. 20. – № 2. – С. 205–209.
8. Гринько А.А., Головки А.К. Термолитиз нефтяных асфальтенов и их фракций // Нефтехимия. – 2014. – Т. 54. – № 1. – С. 43–48.
9. Головки А.К., Гринько А.А. Структурные превращения нефтяных смол и их фракций при термолитизе // Нефтехимия. – 2018. – Т. 58. – № 4. – С. 391–398.
10. Сравнительная характеристика нерастворимых продуктов автоклавного термолитиза смол и асфальтенов усинской нефти / В.Р. Антипенко, А.А. Гринько, А.К. Головки, В.Н. Меленевский // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 106–117.
11. Yen T.F., Erdman J.G., Pollack S.S. Investigation of the structure of petroleum asphaltens by X-ray diffraction // Analytical Chemistry. – 1961. – V. 33. – P. 1587–1594.
12. Dickie J.P., Yen T.F. Macrostructures of the asphaltic fractions by various instrumental methods // Analytical Chemistry. – 1967. – V. 39. – № 14. – P. 1847–1852.
13. Рентгенодифракционный анализ смолисто-асфальтеновых компонентов западносибирской нефти / В.Ф. Камьянов, Н.В. Бодрая, П.П. Сивирлов, Ф.Г. Унгер, Т.А. Филимонова, В.Н. Чернявский // Нефтехимия. – 1989. – Т. 29. – № 1. – С. 3–13.
14. Matsumoto T. Mesophase pitch and its carbon fibers // Pure and Applied Chemistry. – 1985. – V. 57. – № 11. – P. 1553–1562.
15. Rogovoi V.N., Amerik Y.B. Raman scattering study of mesophase pitch // Vibrational spectroscopy. – 1993. – V. 4. – № 2. – P. 167–173.
16. Кушлов А.Х., Арбузова Т.В. Исследование тяжелых фракций нефти методом Фурье-спектроскопии КР ближнего ИК-диапазона // Нефтехимия. – 2011. – Т. 51. – № 3. – С. 214–222.
17. Raman spectroscopy for the analysis of coal: a review / S. Potgieter-Vermaak, N. Maledi, N. Wagner, J.H.P. van Heerden, R. van Grieken, J.H. Potgieter // Journal of Raman Spectroscopy. – 2011. – V. 42. – № 2. – P. 123–129.
18. Опыт исследований природных углеродистых веществ и некоторых их синтетических аналогов методом рамановской спектроскопии / В.И. Силаев, В.П. Лютоев, В.А. Петровский, А.Ф. Хазов // Минералогический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 3. – С. 33–47.
19. Öner F.O., Yürüm A., Yürüm Y. Structural characterization of semicokes produced by the pyrolysis of petroleum pitches // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – 2015. – V. 111. – P. 15–26.
20. The quantitative assessment of coke morphology based on the Raman spectroscopic characterization of serial petroleum cokes / K. Chen, H. Zhang, U-K. Ibrahim, W. Xue, H. Liu, A. Guo // Fuel. – 2019. – V. 246. – P. 60–68.
21. Characterization of asphaltens from hydrotreated products by SEC, LDMS, MALDI, NMR, and XRD / F. Trejo, J. Ancheyta, T.J. Morgan, A.A. Herod, R. Kandiyoti // Energy & Fuels. – 2007. – V. 21. – № 4. – P. 2121–2128.
22. Changes of asphaltens structural phase characteristics in the process of conversion of heavy oil in the hydrothermal catalytic system / G.P. Kayukova, A.T. Gubaidullin, S.M. Petrov, G.V. Romanov, N.N. Petrukhina, A.V. Vakhin // Energy & Fuels. – 2016. – V. 30. – № 2. – P. 773–783.
23. Storage stability of the visbreaking product from Venezuela heavy oil / N. Zhang, S. Zhao, X. Sun, Z. Xu, C. Xu // Energy & Fuels. – 2010. – V. 24. – № 7. – P. 3970–3976.
24. Changes in asphaltene structure during thermal cracking of residual oil: XRD study / F.S. Al Humaidan, A. Hauser, M.S. Rana, H.M.S. Lababidi, M. Behbehani // Fuel. – 2015. – V. 150. – P. 558–564.
25. Characterisation of asphaltene aggregates using X-ray diffraction and small-angle X-ray scattering / R. Tanaka, E. Sato, J.E. Hunt, R.E. Winans, S. Sato, T. Takanohashi // Energy & Fuels. – 2004. – V. 18. – № 4. – P. 1118–1125.
26. Pyrolysis of petroleum residues: analysis of semicokes by X-ray diffraction / A.G. Alvarez, M. Martinez-Escandell, M. Molina-Sabio, F. Rodriguez-Reinoso // Carbon. – 1999. – V. 37. – P. 1627–1632.
27. Состав продуктов превращения высокосернистого природного асфальтита в сверхкритической воде / В.Р. Антипенко, И.В. Гончаров, Ю.В. Рокосов, Л.С. Борисова // Сверхкритические флюиды: Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – С. 15–34.
28. Мартиросян О.В. Факторы и механизмы структурной эволюции органических минералов и минералоидов. – Екатеринбург: УрО РАН, 2012. – 241 с.
29. Каюкова Г.П., Киямова А.М., Романов Г.В. Гидротермальные превращения асфальтенов // Нефтехимия. – 2012. – Т. 52. – № 1. – С. 7–16.
30. Three-level structure change of asphaltens undergoing conversion in a hydrogen donor solvent / Q. Sheng, G. Wang, N. Jin, M.M. Husein, J. Gao // Fuel. – 2019. – V. 255. – 115736.
31. Structure comparison of asphaltene aggregates from hydrothermal and catalytic hydrothermal cracking of C5-isolated asphaltene / N.T. Nguyen, K.H. Kang, C.W. Lee, G.T. Kim, S. Park, Y.-K. Park // Fuel. – 2019. – V. 235. – P. 677–686.
32. Structural characteristics of asphaltens derived from condensation of maltenes in supercritical water / D.Q. Zhu, Q.K. Liu, X.C. Tan, J.Y. Yang, P.Q. Yuan, Z.M. Cheng, W.K. Yuan // Energy & Fuels. – 2015. – V. 29. – P. 7807–7815.
33. Kumar S., Srivastava M. Influence of presence/addition of asphaltens on semi-coke textures and mesophase development in petroleum feed stocks // Fuel. – 2016. – V. 173. – P. 69–78.
34. Pyrolysis of asphaltens in atmospheric entrained flow reactor: a study on char characterization / N. Mahapatra, V. Kurian, B. Wang, F. Martens, R. Gupta // Fuel. – 2015. – V. 152. – P. 29–37.
35. Effect of reaction conditions on coke tumbling strength, carbon structure and mineralogy / F. Shen, S. Gupta, Y. Liu, Q. Meng, D. French, V. Sahajwalla // Fuel. – 2013. – V. 111. – P. 223–228.
36. Ахметов М.М. Получение малосернистых коксов из сернистых нефтей. – Уфа: Изд-во ГУП ИХИП РБ, 2010. – 180 с.
37. Liquid-phase behavior during the cracking of asphaltens / S. Rahmani, W. McCaffrey, J.A.W. Elliott, M.R. Gray // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2003. – V. 42. – № 17. – P. 4101–4108.
38. Melting and fluid behavior of asphaltene films at 200–500 °C / M.R. Gray, G. Assenheimer, L. Boddez, W.C. McCaffrey // Energy & Fuels. – 2004. – V. 18. – № 5. – P. 1419–1423.
39. Naghizada N., Prado G.H.C., De Klerk A. Uncatalyzed hydrogen transfer during 100–250 °C conversion of asphaltens // Energy & Fuels. – 2017. – V. 31. – № 7. – P. 6800–6811.
40. Payan F., De Klerk A. Hydrogen transfer in asphaltens and bitumen at 250 °C // Energy & Fuels. – 2018. – V. 32. – № 9. – P. 9340–9348.
41. Корнеев Д.С., Певнева Г.С., Головки А.К. Изменения состава и структуры асфальтенов нефти Усинского месторождения в процессе последовательного ступенчатого термического разложения // Химия в интересах устойчивого развития. – 2018. – Т. 26. – № 2. – С. 225–230.
42. Корнеев Д.С., Певнева Г.С., Головки А.К. Термические превращения асфальтенов тяжелых нефтей при температуре



- 120 °С // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия. – 2019. – Т. 12. – № 1. – С. 101–117.
43. Корнеев Д.С., Певнева Г.С. К вопросу о термической стабильности и реакционной способности асфальтенов тяжелых нефтей в условиях воздействия умеренных температур // Химия в интересах устойчивого развития. – 2020. – Т. 28. – № 3 – С. 337–342.
44. Корнеев Д.С., Певнева Г.С. Состав продуктов низкотемпературной деструкции асфальтенов тяжелой нефти и нефтяных остатков // Химия в интересах устойчивого развития. – 2020. – Т. 28. – № 3. – С. 252–257

Поступила 24.03.2021 г.

#### **Информация об авторах**

**Антипенко В.Р.**, доктор химических наук, профессор, ведущий научный сотрудник лаборатории гетероорганических соединений нефти Института химии нефти СО РАН.

**Гринько А.А.**, кандидат химических наук, научный сотрудник отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 665.64:665.6-405:(543.4+543.44)

## PARAMETERS OF MACROSTRUCTURE OF INSOLUBLE PRODUCTS OBTAINED BY THERMOLYSIS OF RESINS AND ASPHALTENES OF THE USINSKAYA OIL

Vladimir R. Antipenko<sup>1</sup>,  
avr@ipc.tsc.ru

Andrey A. Grinko<sup>2</sup>,  
grinko@tpu.ru

<sup>1</sup> Institute of Petroleum Chemistry SB RAS,  
4, Akademicheskiiy avenue, 634055, Tomsk, Russia.

<sup>2</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, 634050, Tomsk, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the fact that the processing of oil residues, heavy oils and natural bitumens based on thermal destruction of high-molecular components of hydrocarbon feedstock result not only in formation of new distillate fractions but they are always accompanied by the formation of oil-insoluble carbonation products, commonly known as coke. The main sources for coke formation are the resins and asphaltenes of the feedstock. Thermal destruction of resins and asphaltenes is widely used to study their molecular structure. Information on the composition and properties of insoluble products obtained by thermal treatment of resin-asphaltene substances will provide information on the pathways of their formation. The features of the macrostructure of insoluble coke-like products obtained in the course of thermolysis of resins and asphaltenes of Usinsk oil at various temperatures have not been established.

**The main aim** of the research is to measure the parameters of the macrostructure of insoluble products obtained at different temperatures of autoclave thermolysis of resins and asphaltenes of Usinsk oil in an inert atmosphere.

**Objects:** chloroform-insoluble products of resins and asphaltenes of the heavy, high-sulfur and highly resinous oil from the Usinsk oil field subjected to autoclave thermolysis in an argon atmosphere at 250, 450 and 650 °C.

**Methods:** Raman spectroscopy, X-ray diffraction.

**Results.** Using Raman spectroscopy and X-ray diffraction phase analysis, the insoluble products of autoclave thermolysis of resins and asphaltenes of Usinsk oil have been characterized. It was found out that the products obtained during autoclave thermolysis at temperatures of 450 and 650 °C correspond in their characteristics to products of a relatively high degree of carbonation. Their Raman spectra contain bands in the region of 1350 and 1580 cm<sup>-1</sup> (D- and G-bands) and their overtones lying in the region of 2700 and 3400 cm<sup>-1</sup> are characteristic of carbon materials with a low degree of order. The parameters of their macrostructure, determined by the method of X-ray phase analysis and the features of the diffraction patterns also correspond to carbene-carbides and coke. At the same time, insoluble products obtained from resins at 250 °C exhibit fluorescence under registration of Raman spectra. Hence they are very close to the initial asphaltenes in terms of the macrostructure parameters calculated from the results of X-ray phase analysis. This gives grounds to classify them as asphaltene-like substances which confirms our conclusions drawn earlier on the basis of data of their elemental composition, IR-spectra, pyrolytic analysis in the Rock Eval mode and «on line» flash pyrolysis.

### Key words:

Usinsk oil, resins, asphaltenes, autoclave thermolysis, insoluble products, Raman spectra, XRD analysis.

*This work was performed as part of a state task for the Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences.*

### REFERENCES

1. Sunyaev Z.I. *Proizvodstvo, oblagorazhivanie i primeneniye neftyanogo koksa* [Production, refining and application of petroleum coke]. Moscow, Khimiya Publ., 1973. 295 p.
2. Kapustin V.M., Glagoleva V.F. Physicochemical aspects of petroleum coke formation (review). *Petroleum Chemistry*, 2016, vol. 56, no. 1, pp. 1–9.
3. Chen Y., Lee S., Tahmasebi A., Bai J., Mahoney M., Yu J. A review of state-of-the-art research on carbon structure evolution during the coking process: from plastic layer chemistry to 3D carbon structure establishment. *Fuel*, 2020, vol. 271, 117657.
4. Grinko A.A., Golovko A.K. Issledovanie stabilnosti neftyanykh asfaltenov metodom termicheskoy destruktsii [Investigation of petroleum asphaltene stability by the thermal destruction method]. *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya*, 2011, vol. 19, no. 3, pp. 327–334.
5. Grinko A.A., Min R.S., Sagachenko T.A., Golovko A.K. Aromatic sulfur-containing structural units of resins and asphaltenes in heavy hydrocarbon feedstock. *Petroleum Chemistry*, 2012, vol. 52, no. 4, pp. 221–227.
6. Grinko A.A., Min R.S., Sagachenko T.A., Golovko A.K. Strukturnyye fragmenty makromolekul smol i asfaltenov tyazhelykh neftey [Structural fragments of resin and asphaltene macromolecules in heavy oils]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoy opyt*, 2012, no. 4, pp. 24–29.
7. Grinko A.A., Min R.S., Sagachenko T.A., Golovko A.K. Sostav aromaticheskikh uglevodorodov produktov termoliza smol i asfaltenov tyazhelogo uglevodorodnogo syrya [Composition of aromatic hydrocarbons in the thermolysis products of resins and asphaltenes from heavy hydrocarbon raw materials]. *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya*, 2012, vol. 20, no. 2, pp. 205–209.
8. Grinko A.A., Golovko A.K. Thermolysis of petroleum asphaltenes and their fractions. *Petroleum Chemistry*, 2014, vol. 54, no. 1, pp. 42–47.
9. Golovko A.K., Grinko A.A. Transformations of petroleum resins and their fractions by thermolysis. *Petroleum Chemistry*, 2018, vol. 58, no. 8, pp. 599–606.
10. Antipenko V.R., Grinko A.A., Golovko A.K., Melenevskiy V.N. Comparative characteristics of insoluble products obtained by autoclave thermolysis of resins and asphaltenes from the Usa oil. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 106–117. In Rus.

11. Yen T.F., Erdman J.G., Pollack S.S. Investigation of the structure of petroleum asphaltene by X-ray diffraction. *Analytical Chemistry*, 1961, vol. 33, pp. 1587–1594.
12. Dickie J.P., Yen T.F. Macrostructures of the asphaltic fractions by various instrumental methods. *Analytical Chemistry*, 1967, vol. 39, no. 14, pp. 1847–1852.
13. Kamyranov V.F., Bodraya N.V., Sivirilov P.P., Unger F.G., Filimonova T.A., Chernyavsky V.N. Rentgenodifraktsionny analiz smolisto-asfaltenovykh komponentov zapadnosibirskoy nefty [X-ray diffraction analysis of resin-asphaltene components of West Siberian oil]. *Neftekhimiya*, 1989, vol. 29, no. 1, pp. 3–13.
14. Matsumoto T. Mesophase pitch and its carbon fibers. *Pure and Applied Chemistry*, 1985, vol. 57, no. 11, pp. 1553–1562.
15. Rogovoi V.N., Amerik Y.B. Raman scattering study of mesophase pitch. *Vibrational spectroscopy*, 1993, vol. 4, no. 2, pp. 167–173.
16. Kuptsov A.Kh., Arbuzova T.V. A study of heavy oil fractions by Fourier-transform near-infrared Raman spectroscopy. *Petroleum Chemistry*, 2011, vol. 51, no. 3, pp. 203–211.
17. Potgieter-Vermaak S., Maledi N., Wagner N., Van Heerden J.H.P., Van Grieken R., Potgieter J.H. Raman spectroscopy for the analysis of coal: a review. *Journal of Raman Spectroscopy*, 2011, vol. 42, no. 2, pp. 123–129.
18. Silaev V.I., Lutov V.P., Petrovsky V.A., Khazov A.F. Experience of research of natural carbonaceous substances and some their synthetic analogs by Raman spectroscopy. *Mineralogical journal (Ukraine)*, 2013, vol. 35, no. 3, pp. 33–47. In Rus.
19. Öner F.O., Yürüm A., Yürüm Y. Structural characterization of semicokes produced from the pyrolysis of petroleum pitches. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2015, vol. 111, pp. 15–26.
20. Chen K., Zhang H., Ibrahim U-K., Xue W., Liu H., Guo A. The quantitative assessment of coke morphology based on the Raman spectroscopic characterization of serial petroleum cokes. *Fuel*, 2019, vol. 246, pp. 60–68.
21. Trejo F., Ancheyta J., Morgan T.J., Herod A.A., Kandiyoti R. Characterization of asphaltene from hydrotreated products by SEC, LDMS, MALDI, NMR, and XRD. *Energy & Fuels*, 2007, vol. 21, no. 4, pp. 2121–2128.
22. Kayukova G.P., Gubaidullin A.T., Petrov S.M., Romanov G.V., Petrukhina N.N., Vakhin A.V. Changes of Asphaltene Structural Phase Characteristics in the Process of Conversion of Heavy Oil in the Hydrothermal Catalytic System. *Energy & Fuels*, 2016, vol. 30, no. 2, pp. 773–783.
23. Zhang N., Zhao S., Sun X., Xu Z. Xu C. Storage stability of the visbreaking product from Venezuela heavy oil. *Energy & Fuels*, 2010, vol. 24, no. 7, pp. 3970–3976.
24. Al Humaidan F.S., Hauser A., Rana M.S., Lababidi H.M.S., Behbehani M. Changes in asphaltene structure during thermal cracking of residual oil: XRD study. *Fuel*, 2015, vol. 150, pp. 558–564.
25. Tanaka R., Sato E., Hunt J.E., Winans R.E., Sato S., Takanohashi T. Characterisation of asphaltene aggregates using X-ray diffraction and small-angle X-ray scattering. *Energy & Fuels*, 2004, vol. 18, no. 4, pp. 1118–1125.
26. Alvarez A.G., Martinez-Escandell M., Molina-Sabio M., Rodriguez-Reinoso F. Pyrolysis of petroleum residues: analysis of semicokes by X-ray diffraction. *Carbon*, 1999, vol. 37, pp. 1627–1632.
27. Antipenko V.R., Goncharov I.V., Rokosov Yu.V., Borisova L.S. Products of conversion of sulfur-rich native asphaltite in supercritical water. *Russian Journal of Physical Chemistry B*, 2011, vol. 5, no. 8, pp. 1195–1208.
28. Martirosyan O.V. *Faktory i mekhanizmy strukturnoy evolyutsii organicheskikh mineralov i mineraloidov* [Factors and mechanisms of the structural evolution of organic minerals and mineraloids]. Ekaterinburg, UrO RAN Publ., 2012. 241 p.
29. Kayukova G.P., Kiyamova A.M., Romanov G.V. Hydrothermal transformations of asphaltene. *Petroleum Chemistry*, 2012, vol. 52, no. 1, pp. 5–14.
30. Sheng Q., Wang G., Jin N., Husein M.M., Gao J. Three-level structure change of asphaltene undergoing conversion in a hydrogen donor solvent. *Fuel*, 2019, vol. 255, pp. 115736.
31. Nguyen N.T., Kang K.H., Lee C.W., Kim G.T., Park S., Park Y.-K. Structure comparison of asphaltene aggregates from hydrothermal and catalytic hydrothermal cracking of C5-isolated asphaltene. *Fuel*, 2019, vol. 235, pp. 677–686.
32. Zhu D.Q., Liu Q.K., Tan X.C., Yang J.Y., Yuan P.Q., Cheng Z.M., Yuan W.K. Structural characteristics of asphaltene derived from condensation of maltene in supercritical water. *Energy & Fuels*, 2015, vol. 29, pp. 7807–7815.
33. Kumar S., Srivastava M. Influence of presence/addition of asphaltene on semi-coke textures and mesophase development in petroleum feed stocks. *Fuel*, 2016, vol. 173, pp. 69–78.
34. Mahapatra N., Kurian V., Wang B., Martens F., Gupta R. Pyrolysis of asphaltene in atmospheric entrained flow reactor: a study on char characterization. *Fuel*, 2015, vol. 152, pp. 29–37.
35. Shen F., Gupta S., Liu Y., Meng Q., French D., Sahajwalla V. Effect of reaction conditions on coke tumbling strength, carbon structure and mineralogy. *Fuel*, 2013, vol. 111, pp. 223–228.
36. Akhmetov M.M. *Polucheniye maloseristykh koksov iz sernistykh nefey* [Production of low-sulfur cokes from sulfur oils]. Ufa, GUP INKHP RB Publ., 2010. 180 p.
37. Rahmani S., McCaffrey W., Elliott J.A.W., Gray M.R. Liquid-Phase Behavior during the Cracking of Asphaltene. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2003, vol. 42, no. 17, pp. 4101–4108.
38. Gray M.R., Assenheimer G., Boddez L., McCaffrey W.C. Melting and fluid behavior of asphaltene films at 200–500 °C. *Energy & Fuels*, 2004, vol. 18, no. 5, pp. 1419–1423.
39. Naghizada N., Prado G.H.C., De Klerk A. Uncatalyzed hydrogen transfer during 100–250 °C conversion of asphaltene. *Energy & Fuels*, 2017, vol. 31, no. 7, pp. 6800–6811.
40. Payan F., De Klerk A. Hydrogen transfer in asphaltene and bitumen at 250 °C. *Energy & Fuels*, 2018, vol. 32, no. 9, pp. 9340–9348.
41. Korneev D.S., Pevneva G.S., Golovko A.K. Composition and structure changes of asphaltene of oil from the Usinsk field during sequential stepwise thermal decomposition. *Chemistry for Sustainable development*, 2018, vol. 26, no. 2, pp. 225–230. In Rus.
42. Korneev D.S., Pevneva G.S., Golovko A.K. Thermal transformations of asphaltene at a temperature of 120 °C. *Journal of Siberian Federal University. Chemistry*, 2019, vol. 12, no. 1, pp. 101–117. In Rus.
43. Korneev D.S., Pevneva G.S. In reference to thermal stability and reactivity of heavy oil asphaltene. *Chemistry for Sustainable development*, 2020, vol. 28, no. 3, pp. 326–331.
44. Korneev D.S., Pevneva G.S. Composition of the products of low-temperature destruction of asphaltene of heavy oil and oil residues. *Chemistry for Sustainable development*, 2020, vol. 28, no. 3, pp. 242–247.

Received: 24 March 2021.

#### Information about the authors

**Vladimir R. Antipenko**, Dr. Sc., professor, leading researcher, Institute of Petroleum Chemistry SB RAS.

**Andrey A. Grinko**, Cand. Sci., researcher, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.279.8

## МЕТОДИЧЕСКОЕ И АЛГОРИТМИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ УДАЛЕНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ В ТРУБОПРОВОДЕ

Волков Павел Валерьевич<sup>1,2</sup>,  
VolkovPV@tomsknipi.ru

Большунов Артем Владимирович<sup>2</sup>,  
truiprgrnm@mail.ru

Мостокалов Кирилл Алексеевич<sup>2</sup>,  
555@t-sk.ru

<sup>1</sup> АО ТомскНИПИнефть,  
Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72.

<sup>2</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** исследования обусловлена тем, что в настоящее время в мировой нефтегазовой промышленности проблема образования гидратов стоит достаточно остро. Аккумуляция гидратов на участке трубопровода или в определенных узлах установок подготовки углеводородов может привести к срыву технологического процесса, выходу из строя оборудования, снижению качества готовой продукции для потребителя. Главная задача состоит в том, чтобы своевременно определять наличие гидратов в полости трубопровода или правильно прогнозировать процесс его формирования и аккумуляции. Существует множество методов борьбы с гидратообразованием, но они могут быть высокочувствительны, малоэффективны или иметь высокий класс опасности. В статье рассмотрен новый способ борьбы с гидратообразованием и предложена методика по автоматизации процесса. Аппаратная часть рассматривается как имитационный экспериментальный стенд для проведения экспериментов, проверки аналитических расчетов и автоматизации. Программная часть представляет методику автоматизации определения зон возможного гидратообразования, что позволяет проводить более качественную оценку, и программу для автоматизированной работы опытно-промышленного образца в реальных условиях. Описаны алгоритмы работы, алгоритмы аварийной и нормальной остановки. Для более точного и быстрого анализа проблемных зон гидратообразования, а также безаварийной работы установки разработан строгий алгоритм. В систему команд алгоритма заложены все аварийные ситуации, возможные ошибки, предельные режимы работы. Работа всех алгоритмов была проверена практическим путем посредством имитации процесса реальной работы системы и подачи условных сигналов на вход в программный модуль установки.

**Цель:** применение и анализ работы алгоритмического обеспечения для работы экспериментальной установки по удалению гидратов из потока газоконденсатной смеси.

**Объект:** автономная модульная установка для борьбы с гидратообразованием.

**Методы:** теоретические методы для обоснования закономерности течения процессов теплообмена, расчетно-аналитический метод для определения качества работы разработанного программного обеспечения, практические методы по проведению экспериментов.

**Результаты.** Построен лабораторный стенд на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета, проведены эксперименты для различных потоков газа с разными термобарическими условиями, разработано математическое и алгоритмическое обеспечение для автоматизации процесса работы установки, проведена проверка работы системы.

### Ключевые слова:

Гидратообразование, алгоритм, программный комплекс, аккумуляция гидратов, циклон.

### Введение

Открытие соединений гидратов произошло в XIX в. [1]. Тогда главной задачей было определить способ их образования, гидратообразующие вещества, условия их диссоциации [2, 3]. На сегодняшний день кристаллы гидратов (соединения молекул газа и капельной влаги) очень хорошо изучены, определены вещества, которые могут их образовывать. По своим физическим свойствам гидраты очень близки к кристаллам льда. В промышленности особый интерес имеется к гидратам газов, в частности ряда C1 и C2, которые встречаются наиболее часто [4, 5]. Для образования гидратов достаточно трёх условий: 1) необходимое количество воды в системе, при высоком со-

держании воды во флюиде гидраты образовываться не будут; 2) присутствие в компонентном составе гидратообразующего вещества; 3) благоприятные термобарические условия, а именно низкая температура и высокое давление [6, 7] (рис. 1).

Сам процесс образования гидратов для промышленности не так страшен, как их аккумуляция. Гидраты могут аккумуляться на проблемных участках трубопроводов, например, в низменностях, относительно пути прокладки трубопровода или поворотах и отводах, что может привести к закупориванию трубопровода [8]. В этом случае применяются различные технологические методы для предотвращения гидратообразования, например, снижение дав-

ления или закачка метанола в трубопровод [9]. Также гидраты могут оседать в клапанных сборках, забивать отборочные трубки приборов и приводить к их неисправности. Данный факт может очень пагубно сказаться на технологическом процессе, соответственно, снизить качество подготавливаемого продукта [10, 11]. Поэтому актуальной задачей является именно технология прогнозирования образования гидратов в системе с целью недопущения их дальнейшего аккумулялирования.

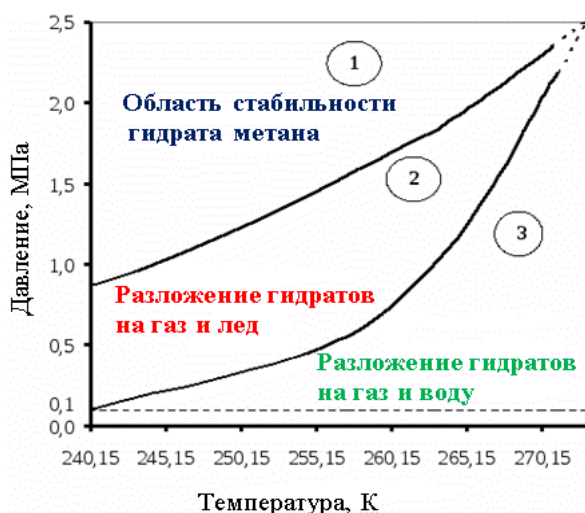


Рис. 1. Диаграмма образования гидратов метана в зависимости от термобарических условий [7]

Fig. 1. Diagram of formation of methane hydrates depending on temperature and pressure conditions [7]

#### Технология оценки прогноза образования гидратов

Анализ возможности образования гидратов производился на основе уравнений по модели критерия Шухова. Сама аналитическая модель относительно компонентного состава, начальных условий и физических параметров системы сравнивает температуры системы, а именно: температуру газа (1), температуру точки росы (2) и температуру гидратообразования (2) относительно входного компонентного состава [12].

$$T_x = T_0 + (T_H - T_0) e^{-\frac{\text{Ш}_y \cdot x}{l_{\text{КК}}}} - D_i \frac{P_H^2 - P_K^2}{2a_i l_{\text{КК}} P_{\text{CP}}} \left( 1 - e^{-\frac{\text{Ш}_y \cdot x}{l_{\text{КК}}}} \right), \quad (1)$$

где  $T_0$  – температура окружающей среды;  $T_H$  – начальная температура газа;  $\text{Ш}_y$  – критерий Шухова;  $D_i$  – коэффициент Джоуля–Томсона;  $P_H$  – начальное давление в трубопроводе;  $P_K$  – конечное давление в трубопроводе;  $a_i$  – коэффициент Шухова;  $x/l_{\text{КК}}$  – участок трубопровода от нулевой координаты;  $l_{\text{КК}}$  – длина трубопровода.

$$T_p = 282,8 p_x^{0,0503} W^{0,0564}, \quad (2)$$

где  $p_x$  – давление в точке трубопровода;  $W$  – значение влагосодержания насыщенного газа.

$$T_{\text{рг}} = 291,8 - F_0 + 8,03 \ln p(x), \quad (3)$$

где  $F_0$  – функция приведенной плотности газа.

Основные коэффициенты, такие как критерий Шухова (4), значение влагосодержания насыщенного

газа ( $W$ ), функция приведенной плотности газа (5), приведенная относительная плотность гидратообразующих компонентов газа (6), рассчитываются по формулам ниже:

$$\text{Ш}_y = a_i l_{\text{КК}} = 225,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{K_{\text{CP}} D_{\text{вн}}}{Q \Delta C_p} l_{\text{КК}}, \quad (4)$$

где  $K_{\text{CP}}$  – средний коэффициент теплопередачи;  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода;  $Q$  – расход газа при стандартных условиях;  $C_p$  – теплоемкость газа;  $\Delta$  – относительная плотность.

$$W = \left( \frac{T_p}{282,8 p^{0,0503}} \right)^{\frac{1}{0,0564}}, \quad (5)$$

где  $T_p$  – температура, при которой начальное влагосодержание соответствует точке росы;  $p$  – начальное давление в трубопроводе.

$$F_0 = 9,21 (\bar{\rho} - 0,546)^{-0,225}, \quad (6)$$

где  $\bar{\rho}$  – приведенная относительная плотность гидратообразующих компонентов газа.

$$\bar{\rho} = \frac{\sum_{i=1}^k a_i \Delta_i}{\sum_{i=1}^k a_i}, \quad (7)$$

где  $k$  – число гидратообразующих компонентов в газовой смеси;  $a_i$  – объемная доля  $i$ -го гидратообразующего компонента в исходном газе;  $\Delta_i$  – относительная плотность  $i$ -го гидратообразующего компонента.

При использовании расчета по критерию Шухова можно проводить адаптивные прогнозы, так как со временем компонентный состав флюида меняется, следовательно, меняются и зоны начала образования гидратов [13, 14]. Зная геологическую модель месторождения, изучив стратегию разработки, можно иметь представление об изменении компонентного состава на ближайшие годы и провести расчет анализа зон по годам.

#### Аналитический расчет

Были рассмотрены начальные условия и реальный компонентный состав действующего трубопровода:  $\omega(\text{CH}_4)=82,94\%$ ;  $\omega(\text{C}_2\text{H}_6)=5,82\%$ ;  $\omega(\text{C}_3\text{H}_8)=5,03\%$ ;  $\omega(\text{C}_4\text{H}_{10})=1,94\%$ ;  $\omega(\text{C}_5\text{H}_{12})=0,57\%$ ;  $\omega(\text{H}_2\text{O})=1,47\%$ ;  $\omega(\text{CO}_2)=1,58\%$ ;  $\omega(\text{N}_2)=0,65\%$ . Параметры: плотность газа  $0,858 \text{ кг/м}^3$ ; относительная плотность газа по воздуху  $0,61 \text{ кг/м}^3$ ; внутренний диаметр  $400 \text{ мм}$ ; длина трубопровода  $142 \text{ км}$ ; расход газа  $6823 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ; начальное давление  $6,6 \text{ МПа}$ , конечное давление  $3,1 \text{ МПа}$ ; начальная температура газа  $315 \text{ К}$ ; температура окружающей среды  $276 \text{ К}$ .

При проведении аналитического расчета по формулам на основе модели Критерия Шухова был получен графический результат (рис. 2). По его результатам была проведена интерпретация полученных данных.

По данным графика видно, что на данном этапе эксплуатации начало зоны образования гидратов находится примерно на 70-ом км трубопровода. Вы-

вод основан на том, что температура газа на этом участке стала ниже температуры гидратообразования для данного компонентного состава и начальных термобарических и физических параметров. Снижение температуры газа произошло вследствие теплообмена с окружающей средой в отсутствие дополнительных источников тепла извне. Необходимо рассматривать применение технологических мер для недопущения аккумуляции гидратообразования [15].

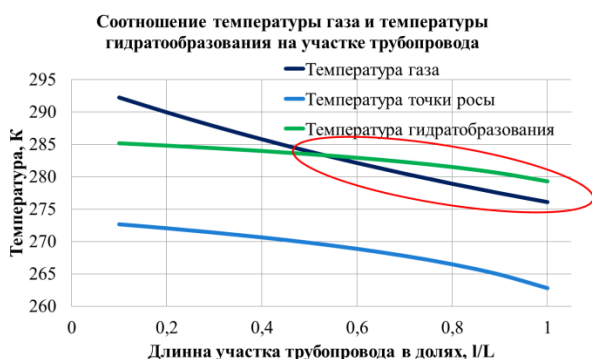


Рис. 2. Сводный график температур

Fig. 2. Temperature summary graph

#### Метод борьбы с гидратообразованием

На площадке Томского политехнического университета был разработан тепловой газодинамический метод борьбы с гидратообразованием и создан экспериментальный стенд, принципиальная схема представлена на рис. 3.

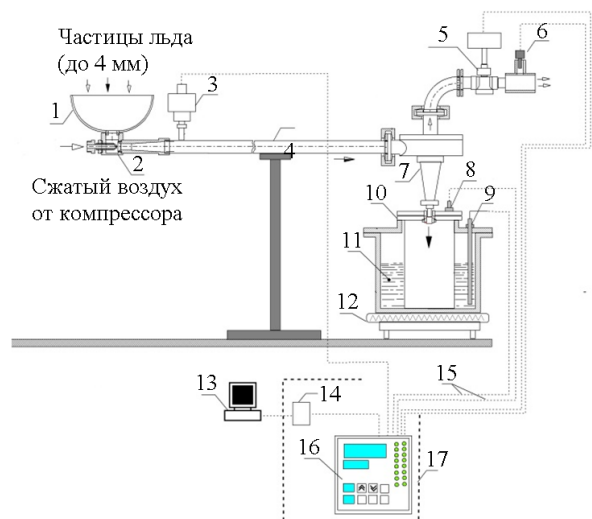


Рис. 3. Принципиальная схема лабораторной установки

Fig. 3. Schematic diagram of a laboratory plant

Схема экспериментальной установки: 1 – приемная воронка; 2 – эжектор с кольцевым соплом; 3 – электронный датчик давления, (4–20 мА); 4 – труба транспортная Ду 20 мм; 5 – электронный датчик разности давлений (ДМ5007А-ДД); 6 – совмещенный датчик влажности и температуры, ДВТ-02, (4–20 мА); 7 – вихревой циклон; 8 – датчик температуры газа (ДТС014-50М.В3.20/1); 9 – датчик температуры жидкости (ДТС014-50М.В3.20/1); 10 – тепловой форбун-

кер; 11 – жидкость (глицерин); 12 – нагреватель 220 В; 13 – компьютер; 14 – преобразователь интерфейса RS-485 (AC-4); 15 – электрические линии связи; 16 – модуль ввода аналоговый МВ 110-224.8А; 17 – шкаф системы управления.

Экспериментальный стенд создан для проведения лабораторных исследований и выдачи рекомендаций для создания опытно-промышленного образца.

#### Принцип работы метода теплового газодинамического воздействия

На вход в установку подается воздух под давлением до 0,5 МПа, параллельно с потоком подается лед (вещество, которое максимально приближено к свойствам гидрата в реальной системе). Температура окружающей среды во время проведения эксперимента составляет плюс 25 °С, поэтому часть льда превращается в воду. В данном случае имитируется реальная среда – газоконденсатный поток с частицами гидратов. Далее трехфазная система поступает на прямоточный циклон, где твердые частицы отделяются и попадают в тепловую камеру, а поток газожидкостной смеси следует дальше. В это время частицы льда (гидрата), попадая в тепловую камеру, плавятся и превращаются в воду, затем поступают посредством эжекции в основной поток и следуют дальше. Задача метода: превратить трехфазную систему в двухфазную и не допустить скопления льда в системе по ходу движения потока смеси в трубопроводе.

Источником энергии для тепловой камеры служит электрический ТЭН (трубчатый электронагреватель). Электроэнергия на установку подается централизованно. В промышленности установка модуля рассматривается на байпасной линии для возможности чистки трубопровода по основной линии и проведения других технологических операций [16, 17]. В случае аварийного отключения предусмотрен определенный алгоритм остановки модуля: сначала открывается основная линия, затем закрывается байпасная линия (на которой установлено оборудование) до вывода из ремонта или устранения неисправностей.

Расчет зон начала гидратообразования необходимо проводить большое количество раз с изменением входных данных, следовательно, программа должна быть портативной, с понятным интерфейсом, не требующая высоких системных требований устройства.

Для решения этой задачи был разработан «Программно-аналитический комплекс для анализа зон возможного гидратообразования на участке трубопровода» [18]. Программа определяет числовое значение температуры газа, температуру точки росы газа и температуру начала гидратообразования для данной смеси. После интерпретации графических данных инженер может определить зоны образования гидратов на участке. Для решения задачи необходимо ввести исходные данные компонентного состава, а также начальные термобарические параметры смеси и геометрические характеристики трубопровода.

Компонентный состав смеси может резко меняться из-за смены температуры окружающей среды, изме-

нения технологии добычи углеводородов, снижения расхода на одном и том же трубопроводе [19]. В таком случае при помощи программы можно выполнить быстрый перерасчет и получить новый графический результат для дальнейшей интерпретации.

Для недопущения аккумулярования гидратов, зная участок начала их образования, необходимо применить технологический метод [20]. Главная задача этого метода – сохранение двухфазной системы (газ и жидкость).



Рис. 4. Интерпретация данных с OwenCloud

Fig. 4. Interpreting data with OwenCloud

Обозначения на графике: 1 – температура теплоносителя; 2 – температура в тепловой камере; 3 – давление; 4 – влажность. Во время проведения эксперимента на установку подается давление от компрессора, что эмитирует запуск трубопровода в работу, что способствует росту значения давления – 3. На постоянном уровне поддерживаются температуры теплоносителя и, соответственно, тепловой камеры – 1, 2. На вход в экспериментальную установку подается лед, часть которого начинается таять, что приводит к росту влажности – 4. Далее трехфазная смесь попадает на вихревой циклон, лед отделяется, попадает в тепловую камеру и под действием температуры плавится, что приводит к резкому скачку температур вниз. После того, как лед расплавился, температура начинает рост до прежнего значения. Задача программного комплекса: поддерживать мощность нагревателя, чтобы время восстановления температуры стремилось к 0.

Все датчики, блоки питания, модуль аналогового ввода и Wi-Fi шлюз собраны в блоке управления, схема представлена на рис. 5.

Данные с датчиков передают сигнал на модуль аналогового ввода МВ 110-8А, где сигнал обрабатывается и передается на преобразователь интерфейса RS-4 [21]. В первом варианте данные от RS-4 передаются непосредственно на персональный компьютер для анализа и интерпретации данных. Во втором варианте данные с RS-4 (интерфейс Recommended Standard 485) передаются на сетевой шлюз ПВ-210 и посредством интернет связи выгружаются в личный кабинет облачного сервиса OwenCloud. В данном сервисе отображаются все настройки, режимы работы приборов,

В настоящее время было проведено более пятисот экспериментов и доказана степень отделения льда из системы 85–93 %. Для проведения более точных исследований и возможности снятия показаний параметров в реальном времени стенд был автоматизирован: установлены датчики температуры, давления, влажности, расходомер.

Все данные передаются через сетевой шлюз ПВ-210 на облачный сервис OwenCloud, где отображаются все значения параметров, отображаются графики ведения процесса (рис. 4).

данные с них, строятся графики в режиме реального времени для интерпретации.

Обозначения на рис. 5: ПК – персональный компьютер; RS 4 – преобразователь интерфейса RS-485; ПВ-210 – сетевой шлюз; Д1, Д2 – датчики температуры газа (ДТС014-50М.В3.20/1); Д3 – электронный датчик давления; Д4 – совмещенный датчик влажности и температуры (СДВТ-02).

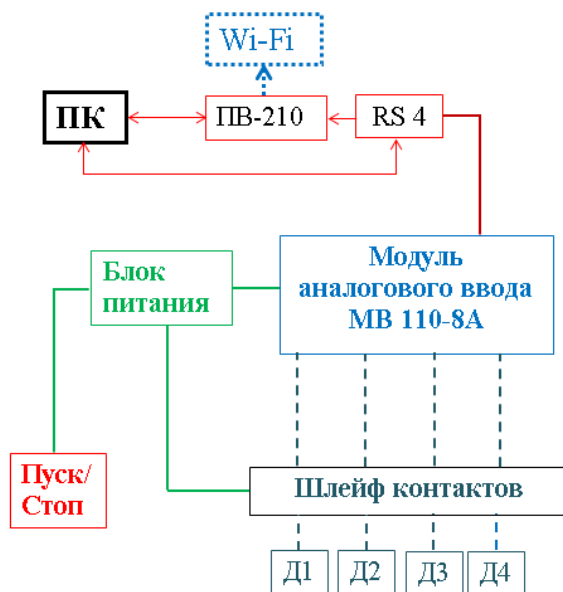


Рис. 5. Схема взаимосвязей приборов и блоков в шкафу управления

Fig. 5. Diagram of the interconnection of devices and blocks in the control panel

### Автоматизация работы экспериментальной установки для борьбы с гидратообразованием

Для автоматизированной работы установки разработан «Программный комплекс для автоматизации работы модульной вставки борьбы с гидратообразованием тепловым газодинамическим методом» [22]. Программа полностью управляет всеми параметрами установки, основным из которых является температура теплоносителя в тепловой камере. Данный параметр регулируется относительно времени восстановления заданной температуры и изменяет мощность нагревателя с целью стремления её к нулю [23]. Для работы модульной установки в промышленности программа предлагает ввести значения контролируемых параметров (температура, давление, влажность, расход). Также при ведении технологического процесса программное обеспечение выдает предупредительные сигналы о превышении значений верхний или нижних границ и обрабатывает алгоритм остановки при превышении пороговых значений блокирующих позиций (рис. 6). При достижении пороговых значений для позиций, которые не являются блокирующими, проходит предупредительная сигнализация, без остановки работы установки.

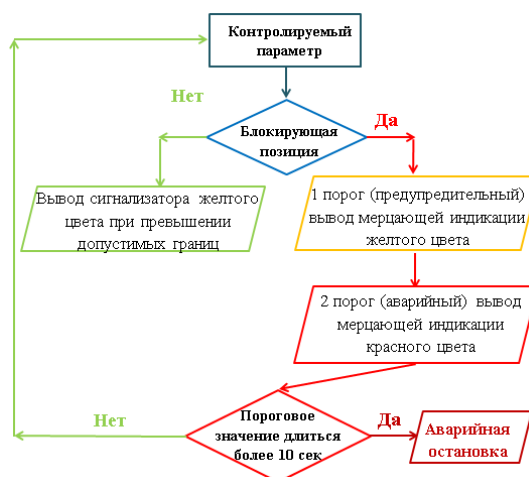


Рис. 6. Алгоритм аварийной ситуации

Fig. 6. Emergency algorithm

На (рис. 7) приведен пример работы программы, значения на вход подавались при помощи симулятора.

Экспериментальный стенд разработан при поддержке грантовой программы нефтегазовой компании British Petroleum.

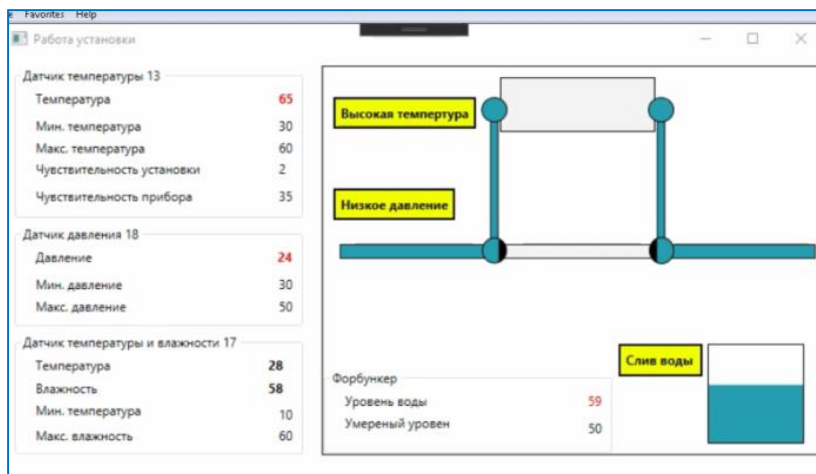


Рис. 7. Нормальный режим работы установки в демонстрации

Fig. 7. Normal operating mode of the plant in the demonstration

### Заключение

В результате выполненной работы был предложен комплексный метод борьбы с гидратообразованием, который включает в себя два этапа: автоматизированный алгоритм анализа зон возможного гидратообразования и прогноз, а также предложенная технология борьбы с гидратами тепловым газодинамическим методом. На базе Томского политехнического университета в специально оборудованной лаборатории, где находится экспериментальный стенд, было проведено более пятисот практических экспериментов, направленных на проведение анализа эффективности работы установки. Проведен анализ степени отделения частиц льда от начальной его концентрации и скорости потока, оценка требуемой мощности теплоносителя, анализ времени восстановления температуры теплоносителя. Также было автоматизировано

управление лабораторным стендом, подготовлено программное обеспечение для управления установкой при эксплуатации в промышленности. Так как в настоящее время на месторождениях газоконденсата качество добываемого флюида снижается за счет увеличения объемной составляющей воды, то вероятность образования гидратов в системе трубопроводов резко увеличивается. Следовательно, для нефтегазовой промышленности рассмотренная в статье установка является очень актуальной для применения и внедрения в технологические процессы. Для экспериментальной установки получен акт внедрения в Томский политехнический университет, в дальнейшем, после проведения дополнительных исследований и получения финансирования, планируется создание опытно-промышленного образца для нефтегазодобывающих компаний.



#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Запорожец Е.П., Шостаков Н.А. Гидраты. – Краснодар: ИД «Юг», 2017. – 460 с.
2. Ширшова А.В., Даныко М.Ю. Рост и диссоциация газогидратов в водонефтяных эмульсиях // Известия вузов. Сер. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 95–101.
3. Abgrall R. Discrete equations for physical and numerical compressible multiphase mixtures // Journal of Computational Physics. – 2016. – V. 186. – P. 361–396.
4. Комиссаров Ю.А., Гордеев Л.С., Вент Д.П. Процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 2018. – 250 с.
5. Saurel R. Simple and efficient relaxation methods for interfaces separating compressible fluids, cavitating flows and shocks in multiphase mixtures // Journal of Computational Physics. – 2017. – V. 228. – № 5. – P. 1678–1712.
6. Галимзянов М.Н. Математическое моделирование образования газовых гидратов // Вестник Башкирского университета. – 2019. – Т. 15. – № 3. – С. 570–574.
7. Carroll J. Natural gas hydrates. 4th ed. – Houston: Gulf Professional Publ., 2020. – 392 p.
8. Попов Д.Н., Варфоломеева О.И., Хворенков Д.А. Особенности неизотермических течений жидкости с переменными реологическими свойствами в каналах с местными сопротивлениями // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2016. – № 1. – С. 146–149.
9. Application of numerical signal differentiation methods to determine stationarity of a process / A.V. Maystrenko, A.A. Svetlakov, T.V. Gandzha, V.V. Dmitriev, N.V. Aksenova // Petroleum and Coal. – 2017. – V. 59. – № 3. – P. 311–318.
10. Ахметов Ю.М., Калимуллин Р.Р. Исследование гидродинамических и термодинамических процессов высоконапорного многофазного вихревого течения жидкости // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2016. – Т. 16. – № 2. – С. 163–168.
11. Запорожец Е.П., Зиберт Г.К. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов. – Краснодар: ИД «Юг», 2017. – 620 с.
12. Прахова М.Ю., Краснов А.Н. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 1. – С. 101–118.
13. Saurel R. Mathematical and numerical modeling of two phase compressible flows with micro inertia // Journal of Computational Physics. – 2016. – V. 175. – № 1. – P. 326–360.
14. Saeed A., Ruggeri B. Control of hydrates in natural gas during transportation. – Saarbrücken: Lambert Academic Publ., 2019. – 96 p.
15. Волков П.В. Экспериментальное исследование аэромеханического метода для предотвращения гидратообразования при разработке газовых месторождений и установок комплексной подготовки газа // Нефть и газ 2019: Сборник трудов 73-й международной молодежной научной конференции. – 2019. – Т. 1. – С. 78–83.
16. Волков П.В. Экспериментальное исследование теплового газодинамического метода для предотвращения гидратообразования в газопроводах с использованием циклонов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 20–29.
17. Naseer M. Hydrate formation in natural gas pipelines // WIT Transactions on Engineering Sciences. – 2017. – V. 70. – P. 261–270.
18. Программно-аналитический комплекс для анализа зон возможного гидратообразования на участке трубопровода: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020617523 Российская Федерация. № 202061664; заявл. 25.06.20; опубл. 08.07.20, Бюл. № 11. – 1 с.
19. Derevich I.V. The hydrodynamics and heat transfer and mass transfer of particles under conditions of turbulent flow of gas suspension in a pipe and in an axisymmetric jet // Journal of High Temperature. – 2016. – V. 40. – P. 78–91.
20. Fortin G. A new roughness computation method and geometric accretion model for airfoil icing // Journal of Aircraft. – 2016. – V. 41. – P. 119–127.
21. Букреев В.Г., Шандарова В.Г., Рулевский В.М. Нелинейная модель электроснабжения подводных объектов на основе изменения длины троса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 114–123.
22. Программный комплекс для автоматизации работы модульной вставки борьбы с гидратообразованием тепловым газодинамическим методом: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020660136 Российская Федерация. № 2020619336; заявл. 18.08.20; опубл. 28.08.20, Бюл. № 10. – 1 с.
23. Букреев В.Г., Шандарова В.Г., Рулевский В.М. Модель системы электропитания оборудования удаленной обработки // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 4. – С. 119–131.

Поступила 10.03.2021 г.

#### Информация об авторах

**Волков П.В.**, младший научный сотрудник АО ТомскНИПИнефть; младший научный сотрудник, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

**Большунов А.В.**, аспирант отделения добычи нефти Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Мостокалов К.А.**, аспирант отделения добычи нефти Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.279.8

## METHODOLOGICAL AND ALGORITHMIC SUPPORT OF AN AUTOMATED EXPERIMENTAL INSTALLATION FOR REMOVING HYDRATES IN A GAS-CONDENSATE FLUID IN A PIPELINE

Pavel V. Volkov<sup>1,2</sup>,  
VolkovPV@tomsknipi.ru

Artem V. Bolshunov<sup>2</sup>,  
tpuipgrnm@mail.ru

Kiril A. Mostokalov<sup>2</sup>,  
555@t-sk.ru

<sup>1</sup> TomskNIPIneft,  
72 Mira avenue, Tomsk, 634027, Russia.

<sup>2</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**The relevance** of the study is caused by the fact that at present the problem of hydrate formation is quite acute in the global oil and gas industry. The accumulation of hydrates in the pipeline section or in certain units of hydrocarbon treatment devices can lead to disruption of the technological process, equipment failure, and decrease in the quality of finished products for the consumer. The main task is to timely determine the presence of hydrates in the pipeline cavity or correctly predict its formation and accumulation. There are many methods of combating hydrate formation, but they can be high-cost, ineffective or have a high hazard class. The article discusses a new way to eliminate hydrate formation and suggests a methodology for automating the process. The hardware part is considered as a simulation experimental stand for conducting experiments, checking analytical calculations and automation. The software part presents a technique for automating the determination of zones of possible hydrate formation, which allows better assessment, and a program for the automated operation of a pilot industrial sample in real conditions. Operation algorithms, emergency and normal shutdown algorithms are described. For a more accurate and quick analysis of problem areas of hydrate formation, as well as trouble-free operation of the unit, a rigorous algorithm was developed. The command system of the algorithm includes all emergency situations, possible errors, and limiting operating modes. The operation of all algorithms was tested in a practical way by simulating the system real operation and supplying conditional signals to the input of the installation software module.

**The main aim** of the research is to apply and analyze the operation of algorithmic support for the operation of an experimental plant for removal of hydrates formation from a gas-condensate fluid flow.

**Object:** autonomous modular installation for removing hydrate formation.

**Methods:** theoretical methods for substantiating the regularity of the flow of heat and mass transfer, calculation and analytical method for determining the quality of the developed software, practical methods for conducting experiments.

**Results.** The authors have built the laboratory stand on the basis of the National Research Tomsk Polytechnic University, carried out experiments for various gas flows with different thermobaric conditions, developed algorithmic support to automate the installation, tested the system.

### Key words:

Hydrate formation, algorithm, software package, accumulation of hydrates, cyclone.

### REFERENCES

- Zaporozhets E.P. *Gidraty* [Hydrates]. Krasnodar, Yug Publ. house, 2017. 460 p.
- Shirshova A.V. Growth and dissociation of gas hydrates in oil-water emulsions. *Oil and gas*, 2017, no. 5, pp. 95–101. In Rus.
- Abgrall R., Saurel R. Discrete equations for physical and numerical compressible multiphase mixtures. *Journal of Computational Physics*, 2016, vol. 186, pp. 361–396.
- Komisssarov Yu.A., Gordeev L.S., Vent D. P. *Protsessy i apparaty khimicheskoy tekhnologii* [Processes and devices of chemical technology]. Moscow, Khimiya Publ., 2018. 250 p.
- Saurel R., Petitpas F., Berry R.A. Simple and efficient relaxation methods for interfaces separating compressible fluids, cavitating flows and shocks in multiphase mixtures. *Journal of Computational Physics*, 2017, vol. 228, no. 5, pp. 1678–1712.
- Galimzyanov M.N. Mathematical modeling of the formation of gas hydrates. *Herald of Bashkir University*, 2018, vol. 15, no. 3, pp. 570–574. In Rus.
- Carroll J. *Natural gas hydrates*. 4<sup>th</sup> ed. Houston, Gulf Professional Publ., 2020. 392 p.
- Popov D.N., Varfolomeeva O.I., Khvorenkov D.A. Features of nonisothermal fluid flows with variable rheological properties in channels with local resistances. *Herald of the Izhevsk State Technical University*, 2016, no. 1, pp. 146–149. In Rus.
- Maystrenko A.V., Svetlakov A.A., Gandzha T.V., Dmitriev V.V., Aksenova N.V. Application of numerical signal differentiation methods to determine stationarity of a process. *Petroleum and Coal*, 2017, vol. 59, no. 3, pp. 311–318.
- Akhmetov Yu.M., Kalimullin R.R., Khakimov R.F., Konstantinov S.Yu., Tselishchev D.V. Investigation of the hydrodynamic and thermodynamic processes of high-pressure multiphase vortex fluid flow. *Herald of Ufa State Aviation Technical University*, 2016, vol. 16, no. 2, pp. 163–168. In Rus.
- Zaporozhets E.P. *Regularnye protsessy i oborudovanie v tekhnologiyakh sbora, podgotovki i pererabotki neftyanykh i prirodnnykh gazov* [Regular processes and equipment in the technology of collection, preparation and processing of oil and natural gases]. Krasnodar, Yug Publ. house, 2017. 620 p.
- Prakhova M.Yu., Krasnov A.N., Khoroshavina E.A., Shalovnikov E.A. Methods and means of preventing hydrate formation at gas production facilities. *Oil and Gas Business*, 2016, no. 1, pp. 101–118. In Rus.
- Gavrilyuk S.L., Saurel R. Mathematical and numerical modeling of two phase compressible flows with micro inertia. *Journal of Computational Physics*, 2016, vol. 175, no. 1, pp. 326–360.

14. Saeed A., Ruggeri B. *Control of hydrates in natural gas during transportation*. Saarbrücken, Lambert Academic Publ., 2019. 96 p.
15. Volkov P.V. An experimental study of the aeromechanical method to prevent hydrate formation during the development of gas fields and integrated gas treatment plants. *Oil and Gas*, 2019, vol. 1, pp. 78–83. In Rus.
16. Volkov P.V., Bolshunov A.V. Experimental study of the thermal gas-dynamic method to prevent hydrate formation in gas pipelines using cyclones. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 20–29. In Rus.
17. Naseer M., Brandstatter W. Hydrate formation in natural gas pipelines. *WIT Transactions on Engineering Sciences*, 2017, vol. 70, pp. 261–270.
18. Volkov P.V. *Programmno-analiticheskiy complex dlya analiza zon vozmozhnogo gidratoobrazovaniya na uchastke truboprovoda* [Software-analytical complex for the analysis of zones of possible hydrate formation in the pipeline section]. Certificate of state registration of the computer program, no. 2020617523, 2020.
19. Derevich I.V. The hydrodynamics and heat transfer and mass transfer of particles under conditions of turbulent flow of gas suspension in a pipe and in an axisymmetric jet. *Journal of High Temperature*, 2016, vol. 40, no. 1, pp. 78–91.
20. Fortin G. A new roughness computation method and geometric accretion model for airfoil icing. *Journal of Aircraft*, 2016, vol. 41, no. 1, pp. 119–127.
21. 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.
22. Volkov P.V. *Programmnyy complex dlya avtomatizatsii raboti modulnoy vstavki borby s gidratoobrazovaniem teplovym gazodinamicheskim metodom* [A software package for automating the work of a modular insert for combating hydrate formation by the thermal gas-dynamic method]. Certificate of state registration of a computer program, no. 2020660136, 2020.
23. Bukreev V.G., Shandarova E.B., Rulevskiy V.M. Power supply system model of remote processing equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 4, pp. 119–131.

Received: 10 March 2021.

#### Information about the authors

**Pavel V. Volkov**, junior researcher, TomskNIPIneft; junior researcher, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Artem V. Bolshunov**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Kiril A. Mostokalov**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 621.18-182.2

## ТЕСТИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ТОПОЧНО-ГОРЕЛОЧНЫМ УСТРОЙСТВАМ В СОСТАВЕ НИЗКОЭМИССИОННОЙ СИСТЕМЫ СЖИГАНИЯ КУЗНЕЦКОГО УГЛЯ

Копань Александр Владимирович<sup>1</sup>,  
alexander.kopan@zio-cotes.ru

Клейнерман Владимир Алексеевич<sup>2</sup>,  
vladimir.kleinerman@ennova.energy

<sup>1</sup> ООО «ЗиО-КОТЭС»,  
Россия, 630049, г. Новосибирск, ул. Кропоткина, 96/1.

<sup>2</sup> АО «ЭННОВА»,  
Россия, 630049, г. Новосибирск, ул. Кропоткина, 96/1.

*В статье рассматриваются мероприятия, направленные на снижение экологически вредных выбросов оксидов азота при сжигании кузнецких углей марки Д на энергетических котлах типа Е-240-13,8-560КТ (заводское обозначение ПК-114) применительно к строящейся тепловой электростанции в Калининградской области.*

*Целью исследования является разработка комплекса технических мероприятий для внедрения на вновь вводимых в работу энергетических котлах по горелочным устройствам, топкам котлов и системам пылеприготовления, способствующих не только низкоэмиссионному сжиганию кузнецких углей марки Д, но и обеспечивающих требуемые технико-экономические показатели.*

*Объектом исследования являются топочные процессы, горелочные устройства энергетических котлов и системы пылеприготовления.*

*Методом исследования является математическое моделирование топочных процессов.*

*Актуальность* данной работы обусловлена важностью обеспечения соответствия экологическим нормам, в частности нормам выбросов оксидов азота  $\text{NO}_x$ , вновь вводимого в работу энергетического оборудования.

*Рассмотренные в статье технические мероприятия выбраны по результатам численного моделирования топочного процесса и расчета таких его параметров, как поля температур, концентрация дискретной фазы и содержание кислорода на различных высотных отметках и сечениях при варьируемых исходных данных (включая расположение сопел третичного дутья, перераспределение воздуха по горелкам и т. д.).*

*Итогом исследования явился обоснованный выбор одного из них в качестве рабочего варианта.*

### Ключевые слова:

Энергетический котел, оксиды азота, низкоэмиссионное сжигание, третичное дутье, горизонтальная стадийность сжигания, ПК-114.

### Введение

В соответствии с проектом в рамках обеспечения энергетической безопасности Калининградской области осуществлено строительство новой угольной электростанции. Реализация проекта позволит диверсифицировать топливный баланс Калининградской энергосистемы.

Основными требованиями для выбора энергетического оборудования являлись обеспечение надежности при работе, а также соответствие современным экологическим нормам. Проблемы, связанные с соответствием экологическим нормам, расцениваются экспертами как те, на которые должна быть направлена государственная политика [1]. В связи с этим стоит отметить, что природоохранная проблематика наряду с разработкой сверхмощных угольных энергоблоков с высокой эффективностью являются инициативами, которые поддерживаются Международным энергетическим агентством для восполнения недостатка финансирования в области традиционной энергетики [2]. Кроме того, согласно новому природоохранному законодательству, резко увеличиваются платежи за превышение технологических нормативов за загрязнение окружающей среды, которые будут соизмеримы с затратами

на внедрение наилучших доступных технологий, что предоставляет дополнительный стимул для соблюдения экологических норм [3].

В связи с вышеизложенным проектные технические решения для котлов номинальной паропроизводительностью 240 т/ч с параметрами перегретого пара 560 °С и 13,8 МПа ориентированы на достижение выбросов оксидов азота  $\text{NO}_x$  не более 450 мг/нм<sup>3</sup> и потерь от механического недожога топлива менее 1,0 %. Данное целеполагание требует предваряющих вариативных исследований процессов сжигания топлива с учетом его фракционных характеристик в зависимости от возможных сочетаний взаимной компоновки устройств ввода и диапазона расходов воздушных потоков, а также их направленности.

### Объект и методы исследования

Объектом исследования с целью выбора оптимальных вариантов для принципиальных решений по организации сжигания топлива при реализации проекта котла явилась топочная камера, схема которой приведена на рис. 1.

Заданным проектным топливом определен каменный уголь марки Д Кузнецкого бассейна (добываемый

на Задубровском и Виноградовском угольных разрезах). Опорным решением для разработки схемы пылесжигания явился выбор систем пылеприготовления с молотковыми мельницами типа ММТ 1500/2750/750К, обеспечивающими тонину помола по остатку на сите 90 мкм  $R_{90}=15...20\%$ . Схема пылесжигания, предполагающая комплексное воздействие на генерацию оксидов азота, включает в себя компоновку горелочных устройств из трех разнесенных по высоте топки ярусов

основных горелок и одного яруса сопел третичного дутья (рис. 1). Предполагалось, что удачная реализация этой схемы позволит достичь снижения концентрации  $\text{NO}_x$  в дымовых глазах на 30...40 % [4]. Такой эффект возможен благодаря тому, что сгорание летучих веществ происходит в обедненной кислородом среде, и азотсодержащие компоненты летучих (цианиды и амины) переходят главным образом не в соединения  $\text{NO}_x$ , а в безвредный инертный молекулярный азот  $\text{N}_2$  [5].

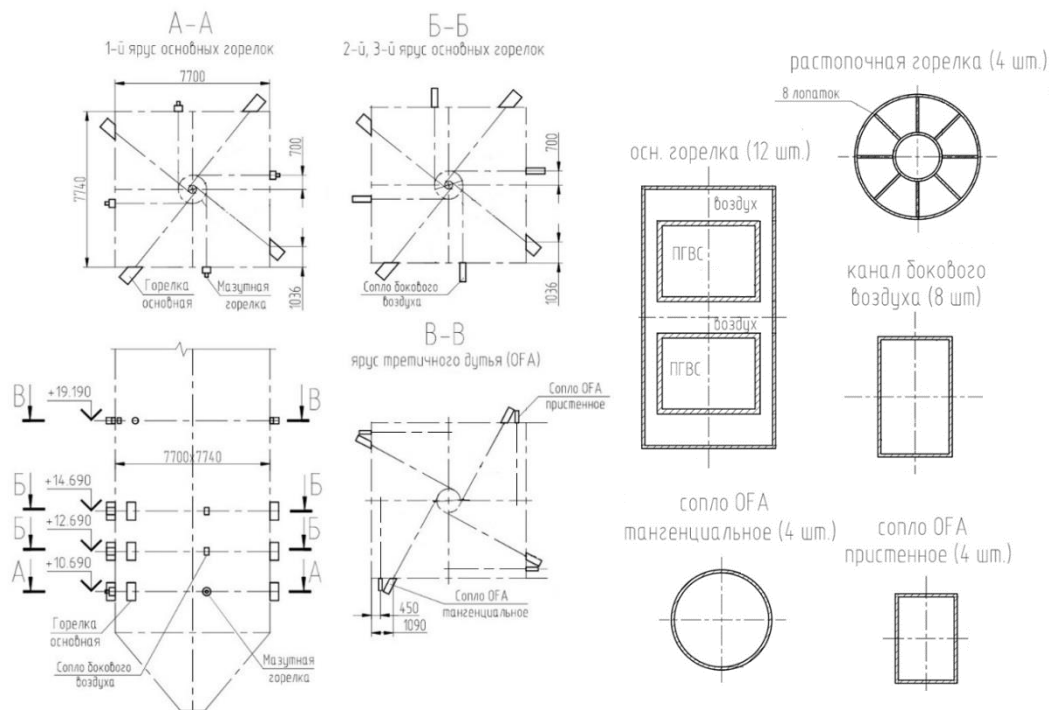


Рис. 1. Конструктивная схема топочной камеры исследуемого котла

Fig. 1. Structural diagram of the test combustion chamber of the boiler

Для организации устойчивого сжигания топлива в топке рассматриваемого энергетического котла с требуемыми показателями были проведены серии многовариантных расчетов топочных процессов при различных компоновках топочно-горелочных устройств. При этом в каждой серии исследовалось влияние отдельного фактора для нескольких схем различной конфигурации на неизменных или незначительно изменяемых других факторах. Вариации технических решений включали в себя: расположение сопел третичного дутья; перераспределение вторичного воздуха между спутными каналами основных горелок и боковыми каналами; местоположение горелок одного яруса вдоль стен топочной камеры и каждого яруса по высоте топки; диапазон тонкости помола угольной пыли.

Расчетные исследования выполнены в программном комплексе Ansys Fluent.

#### Результаты исследований

Поскольку для обеспечения эффективного сжигания топлива необходима реализация взаимодействия топливных струй, струй вторичного и третичного воздуха в топочном пространстве [6], в качестве ключевого было выбрано такое расположение сопел тре-

тичного дутья, в котором пристенный и тангенциальные яруса третичного дутья объединены в один ярус на промежуточной отметке, отстоящей на 4,5 м от третьего яруса горелок [7]. Такое решение позволило обеспечить более полное и равномерное перекрытие кислородом сечения топочной камеры, что подтверждают картины визуализации параметров топочной среды, приведенные на рис. 2–7. Результирующим эффектом явилось лучшее выгорание топлива, подтвержденное приведенными в таблице интегральными показателями [8] для двух крайних значений исследованного диапазона тонкости помола угольной пыли: механический недожог  $q_4$  составляет 0,40...0,75 %, при этом концентрация  $\text{NO}_x$  не превышает допустимых значений.

Расчеты по данному варианту выполнялись на различные тонкости помола угольной пыли ( $R_{90}=15\%$  и  $R_{90}=20\%$  при сохранении коэффициента полидисперсности  $n=1,18$ ):

- для варианта с тонкостью помола угольной пыли  $R_{90}=15\%$  ( $R_{200}=0,75\%$ ) концентрация оксидов азота  $\text{NO}_x$  составляет  $419 \text{ мг/нм}^3$ , а потери с механической неполнотой сгорания  $q_4 - 0,58\%$ , температура на выходе из топки  $T''_T - 1082 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- для варианта с тонкостью помола угольной пыли  $R_{90}=20\%$  ( $R_{200}=1,6\%$ ) концентрация оксидов азота  $\text{NO}_x$  составляет  $446 \text{ мг/м}^3$ , а потери с механической неполнотой сгорания  $q_4 - 0,75\%$ , температура на выходе из топки  $T''_T - 1075 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Видно, что подобное уменьшение тонкости помола увеличивает в  $\sim 1,3$  раза итоговое значение механического недожога и на  $6-9\%$  концентрацию оксидов азота.

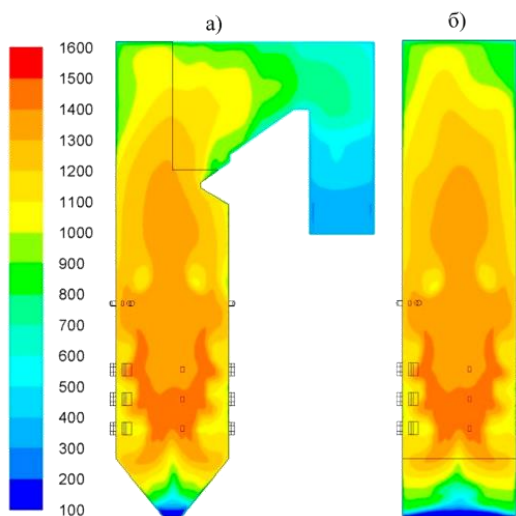


Рис. 2. Поле температур в осевых сечениях,  $^\circ\text{C}$ : а) по продольной оси; б) по поперечной оси

Fig. 2. Field of temperatures at axial sections,  $^\circ\text{C}$ : a) along the longitudinal axis; b) along the transverse axis

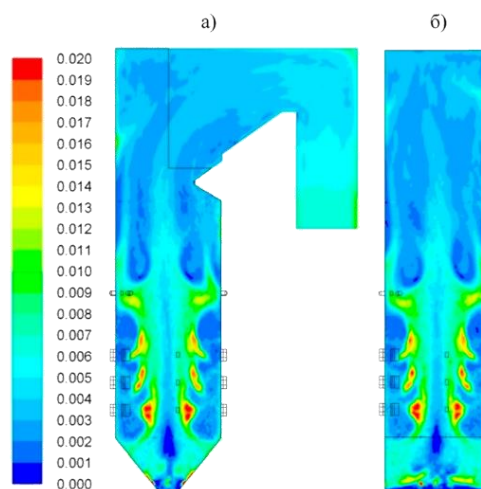


Рис. 4. Поле концентрации дискретной фазы в осевых сечениях,  $\text{кг/м}^3$ : а) по продольной оси; б) по поперечной оси

Fig. 4. Field of discrete phase concentration at the axial sections,  $\text{kg/m}^3$ : a) along the longitudinal axis; b) along the transverse axis

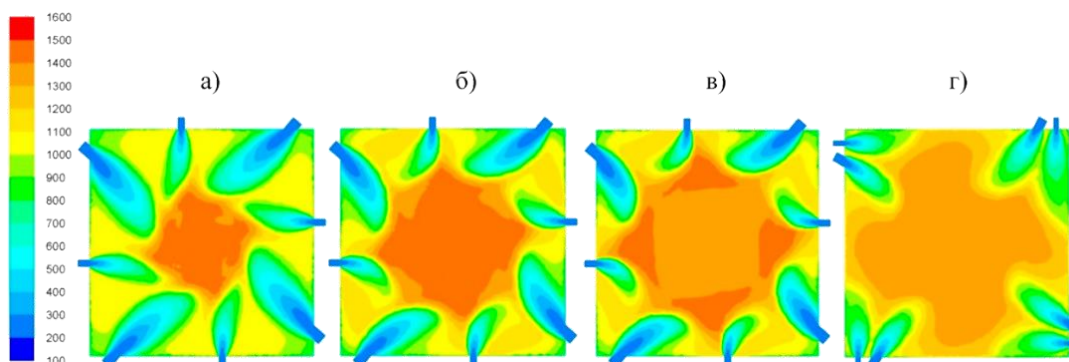


Рис. 3. Поле температур в горизонтальных сечениях поярусно,  $^\circ\text{C}$ , на отметке: а)  $+10,690$ ; б)  $+12,690$ ; в)  $+14,690$ ; г)  $+19,190 \text{ м}$

Fig. 3. Field of temperatures at the different altitude heights,  $^\circ\text{C}$ , at the level of: a)  $+10,690$ ; b)  $+12,690$ ; c)  $+14,690$ ; d)  $+19,190 \text{ m}$

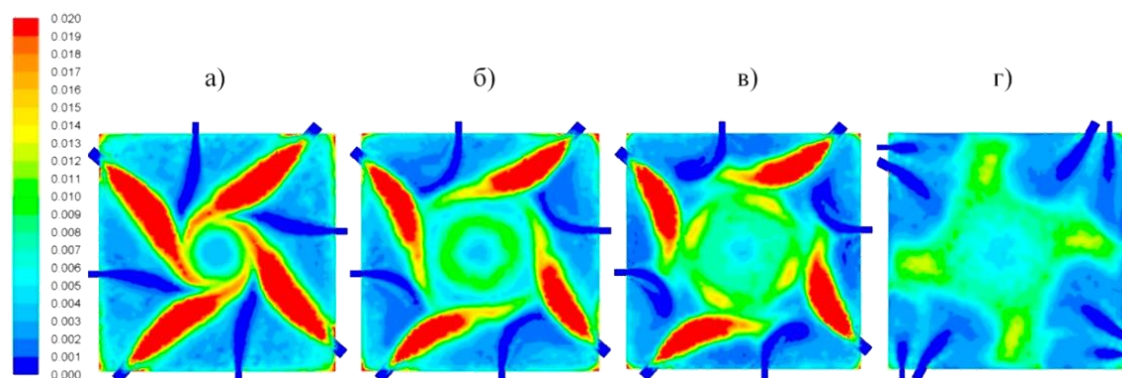
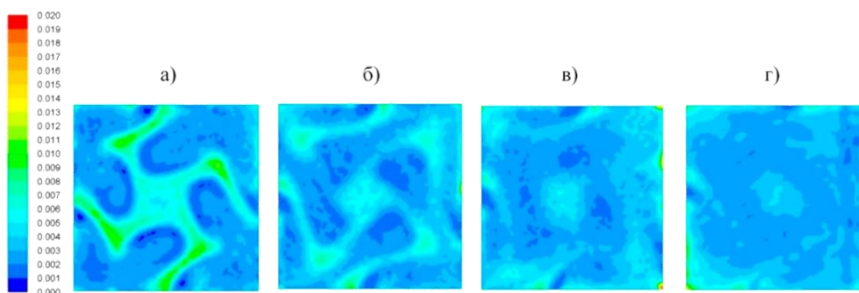


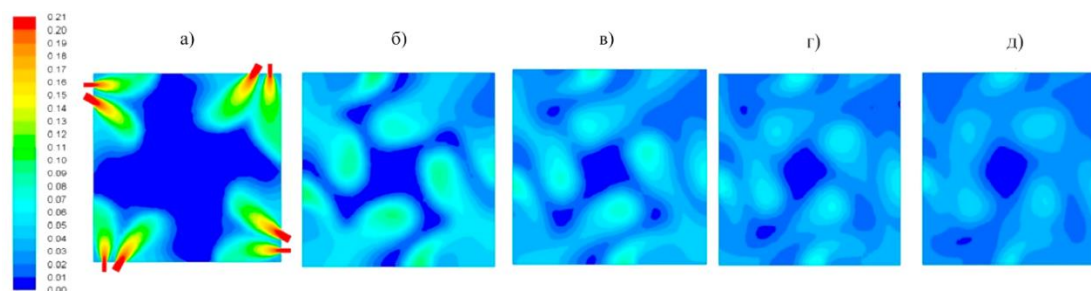
Рис. 5. Поле концентрации дискретной фазы в горизонтальных сечениях поярусно,  $\text{кг/м}^3$ , на отметке: а)  $+10,690$ ; б)  $+12,690$ ; в)  $+14,690$ ; г)  $+19,190 \text{ м}$

Fig. 5. Field of discrete phase concentration at the burners altitude heights,  $\text{kg/m}^3$ , at the level of: a)  $+10,690$ ; b)  $+12,690$ ; c)  $+14,690$ ; d)  $+19,190 \text{ m}$



**Рис. 6.** Поле концентрации дискретной фазы в горизонтальных сечениях в верхней части топочной камеры,  $\text{кг}/\text{м}^3$ , на отметке: а) +21,000; б) +23,000; в) +25,000; г) +28,000 м

**Fig. 6.** Field of discrete phase concentration at the altitude heights,  $\text{kg}/\text{m}^3$ , at the level of: а) +21,000; б) +23,000; в) +25,000; г) +28,000 m



**Рис. 7.** Поле концентрации кислорода в горизонтальных сечениях в верхней части топочной камеры,  $\%/100$ , на отметке: а) +19,900; б) +21,000; в) +23,000; г) +25,000; д) +28,000 м

**Fig. 7.** Field of oxygen concentration at the altitude heights,  $\%/100$ , at the level of: а) +19,900; б) +21,000; в) +23,000; г) +25,000; д) +28,000 m

По результатам исследований схема сжигания была оптимизирована для дополнительного снижения выбросов оксидов азота [9]. Известно, что сжигание топлив с малыми избытками воздуха без значительных выбросов возможно только при усовершенствовании горелочных устройств, позволяющем интенсифицировать процесс горения [10]. Для этого был рассмотрен перенос части вторичного воздуха (5 % от общего вторичного воздуха) из каналов основных горелок в боковые сопла. Таким образом, избыток воздуха на основных горелках был уменьшен с 0,63 до 0,59.

Чтобы влияние перераспределения воздуха было более показательным, расчеты по этому варианту проводились на угрубленный помол угольной пыли  $R_{90}=20\%$ ;  $R_{200}=1,6\%$ .

По результатам расчетов:

- 1) доля первичного воздуха от  $BV_0$  составляет 0,052;
- 2) доля вторичного воздуха в спутные каналы основных горелок от  $BV_0$  составляет 0,538 (0,65 от общего вторичного воздуха);
- 3) доля вторичного воздуха в боковые сопла от  $BV_0$  составляет 0,29 (0,35 от общего вторичного воздуха);
- 4) доля третичного воздуха в ярус сопел OFA от  $BV_0$  составляет 0,25;
- 5) присосы в топку составляют 0,02;
- 6) избыток воздуха на выходе из топки составляет 1,15.

По результатам расчетов при номинальной паропроизводительности котла и принятой тонкости помола угольной пыли концентрация оксидов азота  $\text{NO}_x$  составляет  $436 \text{ мг}/\text{нм}^3$ , потери с механической неполнотой сгорания  $q_4 - 0,68\%$ , а температура на выходе из топки  $T''_T - 1082^\circ\text{C}$ .

Соответственно, можно сделать вывод, что перераспределение дополнительного количества вторичного воздуха (4,2 % от  $BV_0$ ) в боковые каналы горелок позволяет снизить итоговую концентрацию оксидов азота на  $20 \text{ мг}/\text{нм}^3$ . При этом незначительно уменьшилось расчетное значение механического недожога  $q_4$  (с 0,75 до 0,68 %).

Полученный вариант с расположением топочно-горелочных устройств удовлетворял требуемым показателям и был принят как основной для проекта.

Для проверки влияния работы пылеприготовительного оборудования на показатели топочного процесса вариант 1 был просчитан на разные тонкости помола угольной пыли:  $R_{90}=15\%$ ;  $R_{90}=20\%$  и  $R_{90}=30\%$  (при сохранении коэффициента полидисперсности  $n=1,18$ ). Результаты расчетов для 100 % нагрузки котла трехмельничного режима на задубровском угле приведены в таблице.

Из таблицы видно, что требуемые параметры по концентрации оксидов азота ( $\text{NO}_x \leq 450 \text{ мг}/\text{нм}^3$ ) и уровню выгорания топлива ( $q_4 \leq 1\%$ ) возможны при поддержании тонкости помола угольной пыли  $R_{90}=15\% \dots 20\%$ . Вместе с тем данные результаты говорят о целесообразности приближения к минимально возможной тонкости помола на уровне  $R_{90}=15\%$  [11, 12].

Итоговые решения по топочно-горелочным устройствам включают установку мазутных горелок вместо боковых сопел 1-го яруса, что на этапе исследований топочных процессов было принято как упрощение и не учитывалось [13].

**Таблица.** Влияние тонкости помола угольной пыли на расчетные показатели топочного процесса

**Table.** Influence of grinding fineness on the calculated rates of the combustion process

Показатель/Rate	Значение/Amount		
Тонкость помола угольной пыли Fineness of coal dust grinding	$R_{90}=15\%$ $R_{200}=0,75\%$	$R_{90}=20\%$ $R_{200}=1,6\%$	$R_{90}=30\%$ $R_{200}=4,5\%$
Нагрузка котла/Boiler load, %	100		
Паропроизводительность котла, т/ч Boiler steam capacity, t/h	240		
Количество работающих мельниц Number of working mills	3		
Тип топлива/Fuel type	Задубровский уголь/Zadubrovsky coal		
Концентрация $\text{NO}_x$ , мг/нм <sup>3</sup> $\text{NO}_x$ concentration, mg/nm <sup>3</sup>	406	433	499
Потери с механической неполнотой сгорания* $q_4$ , % Losses with the mechanical incompleteness of burning* $q_4$ , %	0,58	0,78	1,58
Потери $q_4$ с «провалом», % $q_4$ losses with «collapse», %	0,07	0,13	0,37
Температура на выходе из топки $T^{**}_{\tau}$ , °C Temperature at the exit of the furnace $T^{**}_{\tau}$ , °C	1081	1079	1063

\* – за ширмами/за котлом; \*\* – в сечении перед ширмами.  
\* – behind the screens/the boiler; \*\* – in the section before the screens.

#### Использование результатов

Проведенные исследования способствовали разработке заводом-изготовителем окончательных проектных решений по конструктивному оформлению топки котла и в целом схемы пылесжигания.

Топка имеет в плане по осям труб размеры 7700×7740 мм с соотношением сторон, которое оптимально подходит для реализации тангенциальной схемы сжигания. Она способствует эффективному перемешиванию топочной среды и постоянному притоку горячих топочных газов к устью горелок, обеспечивая надежное воспламенение угольной пыли. Приток обедненных кислородом топочных газов к струе аэро-смеси, выходящей из горелки, создает условия для снижения генерации оксидов азота [13, 14].

В качестве основных горелочных устройств приняты прямоточные горелки, состоящие из двух каналов пылегазовоздушной смеси. Количество основных горелок 12. Горелки расположены в три яруса (отм. +10,690, +12,690 и +14,690 м) на фронтальной, задней и боковых стенах топочной камеры, их оси направлены по касательным к условным окружностям. Сечения каналов основных горелок выбраны из условий обеспечения требуемых выходных скоростей на номинальной нагрузке (большее значения для двухмельничного режима): аэро-смеси  $W_1=14,6...18,1$  м/с и вторичного воздуха  $W_2=24$  м/с. Боковые сопла 2-го и 3-го ярусов имеют прямоугольную форму. Сечения боковых сопел выбраны из условия обеспечения выходной скорости вторичного воздуха ~24 м/с на номинальной нагрузке. Боковые сопла первого яруса выполнены в виде кольцевых каналов с лопаточным завихрителем, в которые встроены 4 мазутные фор-

сунки. За счет этого при пуске котла данные устройства выполняют функции мазутных растопочных горелок, а в номинальном пылеугольном режиме – сопл бокового воздуха.

Расположение горелок в нескольких разнесенных по высоте топки ярусах позволяет осуществлять так называемую вертикальную ступенчатость сжигания. Ступенчатая подача топлива позволяет дополнительно уменьшить максимальные температуры в топке, что снижает образование термических  $\text{NO}_x$  [15]. Четыре из восьми сопел третичного дутья выполняются в виде пристенного дутья в «противокрутку» основному потоку для дожигания частиц топлива, отбрасываемых за счет вращательного движения факела к стенам и в углы топочной камеры, а также для защиты экранов от высокотемпературной коррозии в восстановительной среде [16]. Остальные четыре сопла устанавливаются по тангенциальной схеме также с «противокруткой» основному вращению топочных газов, что обеспечивает лучшее смешивание воздуха с пылегазовой средой и более полное выгорание топлива [17]. В сумме на ярус третичного дутья подается 25 % от теоретически необходимого для сжигания воздуха.

Наличие ярусов также позволяет производить по-ярусное подключение горелок к мельницам, в результате чего отключение одной мельницы не приводит к сколько-нибудь значимым изменениям в аэродинамике топки [18].

Для снижения избытка воздуха на основных горелках часть воздуха (в объеме ~29 % от теоретически необходимого количества на номинальной нагрузке) подается в 12 боковых сопел, расположенных на уровне ярусов основных горелок. Кроме поддержания вращательной способности факела при различных режимах это создает защиту экранов топки от коррозии за счет исключения восстановительной атмосферы вблизи экранов в области активного горения [19] и реализует в каждом ярусе горизонтальную стадийность сжигания угольной пыли, которая также является действенным способом уменьшения образования оксидов азота [20, 21].

В качестве мероприятия, повышающего устойчивость процессов горения при задействовании всех вышеназванных технических решений во время работы котла на сниженных нагрузках, проектом предусмотрена глубокая сушка угольной пыли дымовыми газами [22].

#### Заключение

Средствами компьютерного моделирования пакета программ Ansys Fluent по результатам многовариантных численных исследований параметров процесса горения было выбрано оптимальное сочетание технических решений по топочно-горелочным устройствам. Выбранная схема сжигания легла в основу проекта котла ПК-114 Подольского машиностроительного завода. В Калининградской области завершаются строительные работы Приморской ТЭС, где установлены котлы ПК-114 для блоков 65 МВт.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Форсайт-исследование технологии угольной генерации энергии / В.И. Сулов, Н.В. Горбачева, А.В. Кузнецов, Н.О. Фурсенко // Всероссийский экономический журнал ЭКО. – 2011. – № 4. – С. 60–71.
2. Горбачева Н.В. Динамика инновационной деятельности традиционной и возобновляемой энергетики. Сравнительный анализ // Инновации. – 2019. – № 5. – С. 35–45.
3. Повышение экологической безопасности, надежности и экономичности пылеугольных котлов / Э.П. Волков, А.М. Архипов, В.Б. Прохоров, С.Л. Чернов // Проблемы региональной энергетики. – 2017. – № 1. – С. 45–52.
4. Бурима Л.Я. Экологическая безопасность энергетического сектора как необходимое условие устойчивого развития // Вестник Прикамского социального института. – 2018. – № 1. – С. 72–83.
5. Практика и перспективы применения различных способов сжигания твердого топлива в теплоэнергетических установках / М.Н. Башкова, С.А. Казимиров, М.В. Темпьянцев, В.И. Багрянцев, А.А. Рыбушкин, К.С. Слажнева // Вестник Сибирского государственного индустриального университета. – 2014. – № 2. – С. 24–31.
6. Исследования на физической и математической моделях аэродинамики топки котла при применении вихревой схемы сжигания твердого топлива / В.Б. Прохоров, С.Л. Чернов, В.С. Киричков, А.А. Каверин // Проблемы региональной энергетики. – 2018. – № 1. – С. 1–11.
7. Effects of OFA ratio on coal combustion and NOx generation of a 600-MW downfired boiler after changing air distribution around fuel-rich flow / Zeng Lingyuan, Li Xiaoguang, Zhang Shaofeng, Pei Jiangtao, Song Minhang, Chen Zhichao, Wang Liang, Wang Jiaquan, Li Zhengqi // Journal of Energy Engineering. – 2019. – № 1. – P. 125–139.
8. Архипов А.М., Путилов В.Я. Влияние максимально быстрого прогрева и зажигания пыли кузнечных углей на комплексную эффективность работы энергетических котлов // Теплоэнергетика. – 2010. – № 6. – С. 12–19.
9. Hodzic N., Kazaganic A., Metovic S. Influence of over fire air system on NOx emissions: An experimental case study // Thermal Science. – 2019. – № 3. – P. 2037–2045.
10. Вагнер А.А. Комплексное повышение эффективности ступенчатого сжигания кузнечного угля на котле с тангенциально направленными горелками и твердым шлакоудалением // Электрические станции. – 2004. – № 10. – С. 38–43.
11. Жуйков А.В., Матюшенко А.И. Снижение оксидов азота в процессе сжигания канско-ачинских углей // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – 2014. – № 5. – С. 596–604.
12. Yu Li, Weidong Fan. Experimental research of the NOx evolution of pulverized coal combusted in CO<sub>2</sub>, Ar and N<sub>2</sub> atmospheres // Energy Conversion and Management. – 2015. – № 106. – P. 457–465.
13. Архипов А.М., Путилов В.Я. Ступенчатое факельное сжигание кузнечных углей на ТЭС // Теплоэнергетика. – 2009. – № 8. – С. 104–109.
14. Осинцев К.В. Расчетная модель топочного устройства с различными компоновками горелочных устройств // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2014. – № 3. – С. 5–14.
15. Двойнишников В.А., Хохлов Д.А. Влияние способа ввода газов рециркуляции на конфигурации амбразуры вихревой горелки на горение газового топлива и образование оксидов азота в факеле // Теплоэнергетика. – 2017. – № 5. – С. 56–65.
16. Котлер В.Р. Защита топочных экранов от шлакообразования // Энергохозяйство за рубежом. – 2019. – № 1. – С. 19–21.
17. Menn N., Chudnovsky V. New technology for monitoring fouling deposition in coal fired boilers VGB // PowerTech. – 2016. – № 6. – P. 65–70.
18. Тринченко А.А. Снижение выбросов оксидов азота при ступенчатом сжигании топлива // Научно-технические ведомости СПбГУ. Естественные и инженерные науки. – 2011. – № 2. – С. 104–109.
19. Costa M., Azevedo J.L.T. Experimental characterization of an industrial pulverized coal-fired furnace under deep staging conditions // Combustion Science and Technology. – 2007. – № 7. – P. 1923–1935.
20. Cao H., Sun S. Computational fluid dynamics modeling of NOx reduction mechanism in oxi-fuel combustion // Energy Fuels. – 2010. – № 24. – P. 131–135.
21. Alvarez L., Charebagh M., Jones J.M. Numerical investigation of NO emissions from an entrained flow reactor under oxycoal conditions // Fuel Process. Technol. – 2012. – № 93. – P. 53–64.
22. Lun Ma., Qingyan Fang, Chungun Yin. A novel corner-fired boiler system of improved efficiency and coal flexibility and reduced NOx emissions // Applied Energy. – 2019. – № 238. – P. 453–465.

Поступила 19.11.2020 г.

## Информация об авторах

**Копань А.В.**, ведущий инженер пуско-наладочного отдела ООО «ЗиО-КОТЭС».

**Клейнерман В.А.**, старший инженер отдела наладки и испытаний АО «ЭННОВА».

UDC 621.18-182.2

## TESTING TECHNICAL SOLUTIONS FOR THE BURNER DEVICES AS A LOW-EMISSION SYSTEM OF KUZNETSK COAL COMBUSTION

Aleksandr V. Kopan<sup>1</sup>,  
alexander.kopan@zio-cotes.ru

Vladimir A. Kleinerman<sup>2</sup>,  
vladimir.kleinerman@ennova.energy

<sup>1</sup> «ZIO-KOTES» Ltd,  
96/1, Kropotkin street, Novosibirsk, 630049, Russia.

<sup>2</sup> JSC «ENNOVA»,  
96/1 Kropotkin street, Novosibirsk, 630049 Russia.

*The paper considers the solutions regarding decreasing of environmentally harmful nitrogen oxide emissions when combusting the Kuznetsk coal grade D on the power boilers of E-240-13,8-560KT type for the newly built power plant in Kaliningrad oblast.*

*The aim of the research is to develop the list of technical solutions that will be implemented on the newly built power boilers for the burner devices, furnaces and the dust preparation system, which will contribute to low-emission combustion of Kuznetsk coal grade D and will provide the needed technical and economical results.*

*The object of the study is furnace processes, burner devices of power boilers and the dust preparation systems.*

*The research method is mathematical modeling of combustion processes.*

*The relevance of this article is caused by the importance of compliance of newly built power equipment with the environmental standards, in particular the standards of nitrogen oxide emissions.*

*The following solutions were chosen after mathematical modeling of combustion process and calculation of such parameters as the field of temperatures, concentrations of discrete phase and oxygen at the different altitude heights and sections with different initial data (like the positioning of overfire air nozzles, air redistribution).*

*The result of the study was a reasonable choice of the only working option.*

### Key word:

Boiler, nitrogen oxides, low emission combustion, overfire air, horizontally staged combustion, PK-114.

### REFERENCES

1. Srslov V.I., Gorbacheva N.V., Kuznetsov A.V., Fursenko N.O. Forsayt-issledovanie tekhnologii ugolnoy generatsii energii [Foresight study of coal energy generation technology]. *Vserossiyskiy ekonomicheskii zhurnal EKO*, 2011, no. 4, pp. 60–71.
2. Gorbacheva N.V. Dinamika innovatsionnoy deyatelnosti traditsionnoy i vozobnovlyаемoy energetiki. Sravnitelny analiz [Dynamics of innovation activities of traditional and renewable energy. Comparative analysis]. *Innovatsii*, 2019, no. 5, pp. 35–45.
3. Volkov E.P., Arkhipov A.M., Prokhorov V.B., Chernov S.L. Povyshenie ekologicheskoy bezopasnosti, nadezhnosti i ekonomichnosti pyleugolnykh kotlov [Increase of ecological safety, reliability and efficiency of coal-fired boilers]. *Problemy regionalnoy energetiki*, 2017, no. 1, pp. 45–52.
4. Burima L.Ya. Ecological safety of the energy sector as necessary condition of sustainable development. *Bulletin of Prikamsky Social Institute*, 2018, no. 1, pp. 72–83. In Rus.
5. Bashkova M.N., Kazimirov S.A., Templyantsev M.V., Bagryantsev V.I., Rybushkin A.A., Slazhneva K.S. Praktika i perspektivy primeneniya razlichnykh sposobov szhiganiya tverdogo topliva v teploenergeticheskikh ustanovkakh [Practice and prospects for application of various methods of solid fuel combustion in thermal power plants]. *Vestnik Sibirskogo gosudarstvennogo industrial'nogo universiteta*, 2014, no. 2, pp. 24–31.
6. Prokhorov V.B., Chernov S.L., Kirichkov V.S., Kaverin A.A. Issledovaniya na fizicheskoy i matematicheskoy modelyakh aerodinamiki topki kotla pri primenenii vikhrevoy skhemy szhiganiya tverdogo topliva [Research on physical and mathematical models of the boiler furnace aerodynamics when using a vortex scheme of solid fuel combustion]. *Problemy regionalnoy energetiki*, 2018, no. 1, pp. 1–11.
7. Zeng Lingyuan, Li Xiaoguang, Zhang Shaofeng, Pei Jiangtao, Song Minhang, Chen Zhichao, Wang Liang, Wang Jiaquan, Li Zhengqi. Effects of OFA ratio on coal combustion and NOx generation of a 600-MW downfired boiler after changing air distribution around fuel-rich flow. *Journal of Energy Engineering*, 2019, no. 1, pp. 125–139.
8. Arkhipov A.M., Putilov V.Ya. Vliyaniye maksimalno bystrogo progreva i zazhiganiya pyli kuzneckikh ugley na kompleksnyu effektivnost raboty energeticheskikh kotlov [Influence of the fastest possible heating and ignition of Kuznetsk coal dust on the complex efficiency of power boilers]. *Teploenergetika*, 2010, no. 6, pp. 12–19.
9. Hodzic N., Kazaganic A., Metovic S. Influence of over fire air system on NOx emissions: An experimental case study. *Thermal Science*, 2019, no. 3, pp. 2037–2045.
10. Vagner A.A. Kompleksnoe povyshenie effektivnosti stupenchatogo szhiganiya kuznetskogo uglya na kotle s tangentsialno napravlenyimi gorelkami i tverdym shlakoudaleniem [Comprehensive increase in the efficiency of staged combustion of Kuznetsk coal in a boiler with tangentially directed burners and solid ash removal]. *Elektricheskie stantsii*, 2004, no. 10, pp. 38–43.
11. Zhuykov A.V., Matyushenko A.I. Snizheniye oksidov azota v protsesse szhiganiya kansko-achinskikh ugley [Decrease of nitrogen oxides in the combustion process Kansk-Achinsk Coal]. *Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies*, 2014, no. 5, pp. 596–604.
12. Yu Li, Weidong Fan. Experimental research of the NOx evolution of pulverized coal combusted in CO<sub>2</sub>, Ar and N<sub>2</sub> atmospheres. *Energy Conversion and Management*, 2015, no. 106, pp. 457–465.
13. Arkhipov A.M., Putilov V.Ya. Stupenchatoe fakelnoe szhiganiye kuznetskikh ugley na TES [Staged flare combustion of Kuznetsk coal at TPP]. *Teploenergetika*, 2009, no. 8, pp. 104–109.
14. Osineyev K.V. Computational model of furnace unit with various layouts of burners. *Bullet of the South Ural State University Series «Power Engineering»*, 2014, no. 3, pp. 5–14. In Rus.
15. Dvoynishnikov V.A., Khokhlov D.A. Vliyaniye sposoba vvoda gazov retsirkulyatsii na konfiguratsii ambrazury vikhrevoy gorelki na gorenii gazovogo topliva i obrazovaniye oksidov azota v fakhle [Influence of the method for introducing recirculation gases on the configuration of the vortex burner opening on the combustion of

- gas fuel and the formation of nitrogen oxides in the flame]. *Teploenergetika*, 2017, no. 5, pp. 56–65.
16. Kotler V.R. Zashchita topochnykh ekranov ot shlakovaniya [Protection of furnace walls from slagging]. *Energohozyaystvo za rubezhom*, 2019, no. 1, pp. 19–21.
  17. Menn N., Chudnovsky B. New technology for monitoring fouling deposition in coal fired boilers VGB. *PowerTech*, 2016, no. 6, pp. 65–70.
  18. Trinchenko A.A. Snizhenie vybrosov oksidov azota pri stupenchatom szhiganii topliva [Reducing nitrogen oxide emissions from staged fuel combustion]. *Nauchno-tekhnicheskie vedomosti SPbGU. Estestvennye i inzhenernye nauki*, 2011, no. 2, pp. 104–109.
  19. Costa M., Azevedo J.L.T. Experimental characterization of an industrial pulverized coal-fired furnace under deep staging conditions. *Combustion Science and Technology*, 2007, no. 7, pp. 1923–1935.
  20. Cao H., Sun S. Computational fluid dynamics modeling of NO<sub>x</sub> reduction mechanism in oxi-fuel combustion. *Energy Fuels*, 2010, no. 24, pp. 131–135.
  21. Alvarez L., Charebagh M., Jones J.M. Numerical investigation of NO emissions from an entrained flow reactor under oxycoal conditions. *Fuel Process. Technol.*, 2012, no. 93, pp. 53–64.
  22. Lun Ma., Qingyan Fang, Chungun Yin. A novel corner-fired boiler system of improved efficiency and coal flexibility and reduced NO<sub>x</sub> emissions. *Applied Energy*, 2019, no. 238, pp. 453–465.

Received: 19 November 2020.

#### Information about the authors

**Aleksandr V. Kopan**, leading engineer, «ZiO-KOTES» Ltd; assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.  
**Vladimir A. Kleinerman**, senior engineer, JSC «ENNOVA».

УДК 661.862.22, 661.883.1

## ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПОЗИЦИИ $Al_2O_3-ZrO_2$ СПРЕЙ-ТЕРМОГИДРОЛИЗОМ

Пойлов Владимир Зотович<sup>1</sup>,  
vladimirpoilov@mail.ru

Казанцев Александр Леонидович<sup>1</sup>,  
itilamid@rambler.ru

Черепанова Мария Владимировна<sup>1</sup>,  
syromyatnikova.maria@yandex.ru

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

**Актуальность.** *Керамические композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$  обладают высокой механической прочностью при повышенных температурах, хорошей стойкостью к тепловому удару, что делает керамику ZTA (комбинация оксида алюминия и диоксида циркония) пригодной для различных областей применения с высокими требованиями: в химической и нефтехимической отраслях промышленности, при изготовлении катализаторов, изготовлении инструментов, в медицине и т. д. В последние годы широко востребованными являются также керамические материалы, используемые в аддитивных технологиях.*

**Цель:** выявление физико-химических основ получения композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$  методом спрей-термогидролиза из органоминеральных растворов трихлорида алюминия и оксохлорида циркония с определенными химическим, фазовым и дисперсным составами.

**Объекты:** органоминеральные растворы трихлорида алюминия и оксохлорида циркония, а также продукты их спрей-термогидролиза, образующиеся при сгорании органоминеральных растворов в пламени при температурах более 400 °С.

**Методы.** Размер и форма, элементный состав полученных продуктов определялись на сканирующем электронном микроскопе «S-3400N» фирмы «HITACHI», с приставкой для рентгеноспектрального анализа фирмы «Брукер», фазовый состав – на рентгеновском дифрактометре «XRD 7000» фирмы «Shimadzu», гранулометрический состав – на приборах фирмы «Malvern» «Mastersizer 2000» и «Zetasizer Nano ZS», термические превращения продуктов и исходных веществ – на приборе синхронно-термического анализа «Jupiter STA 449 C» фирмы «NETZSCH».

**Результаты.** Установлены особенности термических превращений трихлорида алюминия и оксохлорида циркония (изменение массы, тепловые эффекты, температуры гидролиза, разложения, кристаллизации, фазовых превращений) в интервале температур 40–1650 °С. Выявлено, что при термогидролизе бинарных растворов типа  $AlCl_3-ZrOCl_2$  формируются частицы порошков, ядро которых состоит преимущественно из продуктов гидролиза хлорида алюминия, имеющего более высокую скорость гидролиза, смешанного оксида  $Al_{0,52}Zr_{0,48}O_{1,74}$ , а оболочка – из оксида циркония. Проведены исследования равномерности распределения атомов Al и Zr в порошках оксидных композиций. Установлено, что неравномерное распределение атомов Al и Zr в порошках композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$  наблюдается только в крупных частицах с размерами 100 мкм и более. Установлено, что характеристики дисперсности продуктов термогидролиза зависят как от состава прекурсоров, так и от введения спиртов, концентрации компонентов и добавок в прекурсорах. Средний размер частиц порошков и диапазон размеров снижается при увеличении концентрации солей в прекурсор и подкислении прекурсора (0,8 % масс. HCl). Применение разбавленных растворов солей в составе прекурсора приводит к увеличению среднего размера частиц за счет образования больших по размеру капель и снижения температуры синтеза. Использование изопропанола в прекурсорах оказывает минимальное влияние на морфологию получаемых частиц, но приводит к повышению температуры в реакторе, увеличению полидисперсности частиц образца.

### Ключевые слова:

Оксид алюминия, диоксид циркония, керамическая композиция, спрей-термогидролиз, получение.

### Введение

Порошки оксидов металлов  $Al_2O_3$ ,  $ZrO_2$  и керамические композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$  обладают высокой механической прочностью при повышенных температурах, хорошей стойкостью к тепловому удару [1, 2], что делает керамику ZTA (комбинация оксида алюминия и диоксида циркония 10–20 % диоксида циркония) пригодной для различных областей применения с высокими требованиями: в химической и нефтехимической отраслях промышленности, при изготовлении катализаторов, изготовлении инструментов, в медицине [3–6] и т. д. В последние годы широко востребованными являются также керамические материалы, используемые в аддитивных технологиях [7].

Ультрадисперсные порошки оксидов металлов получают различными способами, такими как золь-гель метод [8, 9], способ гидротермального синтеза [10, 11], метод соосаждения [12, 13] и пламенный метод [14]. Керамические композиции изготавливают смешением двух готовых оксидов [15], добавлением одного готового оксида при синтезе другого [16] или совместным синтезом двух оксидов [17–19]. Перспективным выглядит способ изготовления керамических композиций методом спрей-термогидролиза, растворов прекурсоров, т. к. при этом достигается наиболее равномерное распределение компонентов в объеме продукта, процесс протекает в микрокаплях (микрореакторах) с высокой скоростью и производительностью.

В данной работе представлены результаты исследований, связанных с получением керамических композиций  $\text{Al}_2\text{O}_3\text{-ZrO}_2$  методом спрей-термогидролиза из раствора солей  $\text{AlCl}_3\text{-ZrOCl}_2$  с различными добавками.

#### Экспериментальная часть

Поскольку разрабатываемая спрей-технология получения оксидов металлов и их композиций основывается на термогидролизе растворов прекурсоров, термическое поведение компонентов, входящих в со-

став прекурсоров, имеет важное значение. В связи с этим представлены результаты синхронного ТГ-ДТГ/ДСК (дифференциальный термогравиметрический анализ и дифференциальная сканирующая калориметрия) анализа исходных реагентов: гексагидрата хлорида алюминия  $\text{AlCl}_3\cdot 6\text{H}_2\text{O}$  – источника получения оксида алюминия и октагидрата оксохлорида циркония  $\text{ZrOCl}_2\cdot 8\text{H}_2\text{O}$  – источника для получения оксида циркония. Термограмма  $\text{AlCl}_3\cdot 6\text{H}_2\text{O}$  представлена на рис. 1.

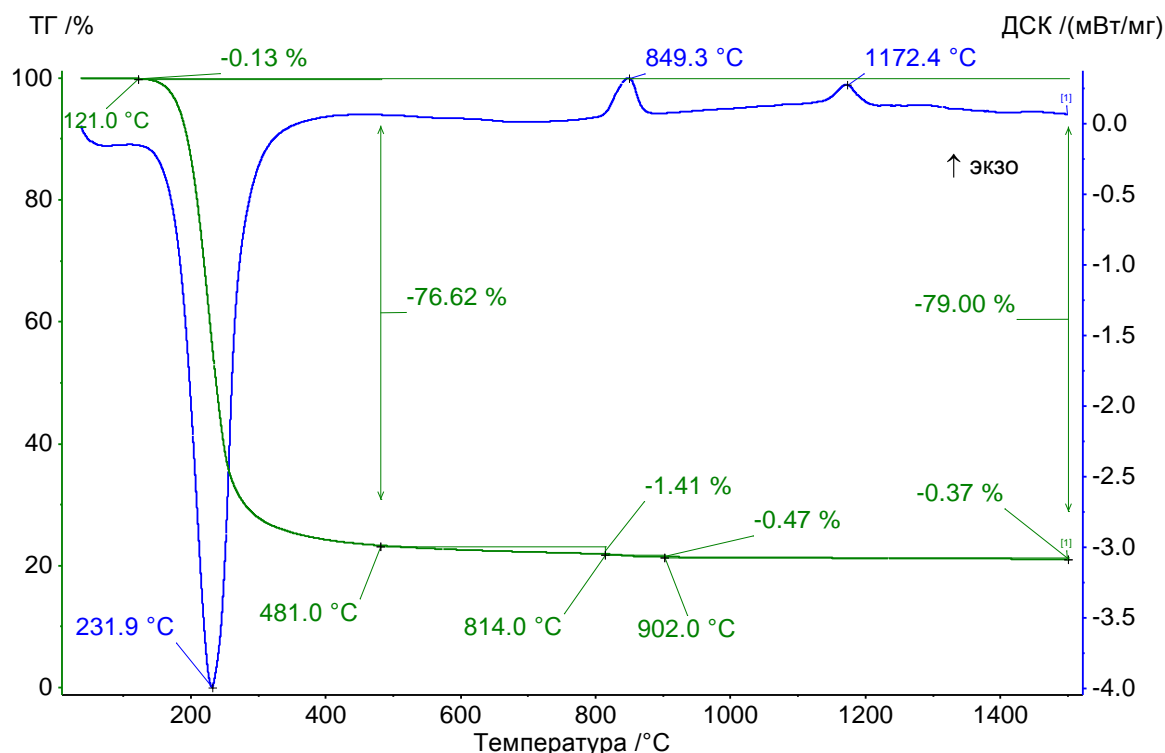


Рис. 1. Термограмма гексагидрата хлорида алюминия  $\text{AlCl}_3\cdot 6\text{H}_2\text{O}$   
 Fig. 1. Thermogram of aluminum chloride hexahydrate  $\text{AlCl}_3\cdot 6\text{H}_2\text{O}$

Удаление кристаллизационной воды из гексагидрата хлорида алюминия начинается при температуре 121 °С, сопровождается эндотермическим эффектом без промежуточных пиков. Это указывает на то, что кристаллогидратная вода удаляется плавно, с отщеплением 6 молей воды. Основная часть воды удаляется в диапазоне температур 200–250 °С, при более высоких температурах происходит гидролиз хлорида алюминия. Процесс гидролиза завершается при достижении температуры 481 °С. Общая потеря массы образца при этом составляет 76,62 %. При дальнейшем повышении температуры до 1500 °С образец теряет 2,25 % массы, общая потеря массы в процессе анализа составляет 79 %. В интервалах температур 814,3–871,2 и 1144,3–1201,5 °С наблюдаются два экзотермических эффекта, которые не сопровождаются потерей массы, что указывает на фазовые переходы: сначала кристаллизацию  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , а затем на изменение кристаллической структуры  $\text{Al}_2\text{O}_3$ .

По результатам анализа термограммы гексагидрата хлорида алюминия и литературных данных [20] по фазовым переходам оксида алюминия можно предпо-

ложить, что при термогидролизе хлорида алюминия образуется байерит. Байерит в интервале температур 230–250 °С при дегидратации переходит в  $\eta$ - или  $(\eta+\gamma)\text{-Al}_2\text{O}_3$ , при достижении температуры 814,3 °С происходит переход  $\eta\text{-Al}_2\text{O}_3$  в  $\theta\text{-Al}_2\text{O}_3$ , что соответствует первому экзотермическому эффекту; при достижении температуры 1144,3 °С происходит переход  $\theta\text{-Al}_2\text{O}_3$  в  $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ , что соответствует второму экзотермическому эффекту.

Термограмма  $\text{ZrOCl}_2\cdot 8\text{H}_2\text{O}$  представлена на рис. 2.

При нагревании октагидрата оксохлорида циркония  $\text{ZrOCl}_2\cdot 8\text{H}_2\text{O}$  в интервале температур 35–580 °С происходит ступенчатая дегидратация до  $T=300$  °С и термогидролиз оксохлорида циркония при  $T>300$  °С, которые сопровождаются эндотермическими эффектами. В интервале температур 450–550 °С зарегистрирован экзотермический эффект, который соответствует температуре фазового перехода рентгено-аморфного диоксида циркония в кристаллический: смесь моноклинной и метастабильной тетрагональной формы, потеря массы при этом составляет

60,74 %. В интервале температур 600–800 °С наблюдается широкий эндотермический эффект, связанный с переходом тетрагонального оксида циркония в моноклинный. При дальнейшем нагреве до 1600 °С об-

разец остается термически стабильн, зарегистрирован эндотермический эффект в интервале температур 1184,1–1221,3 °С, соответствующий переходу моноклинной модификации в устойчивую тетрагональную.

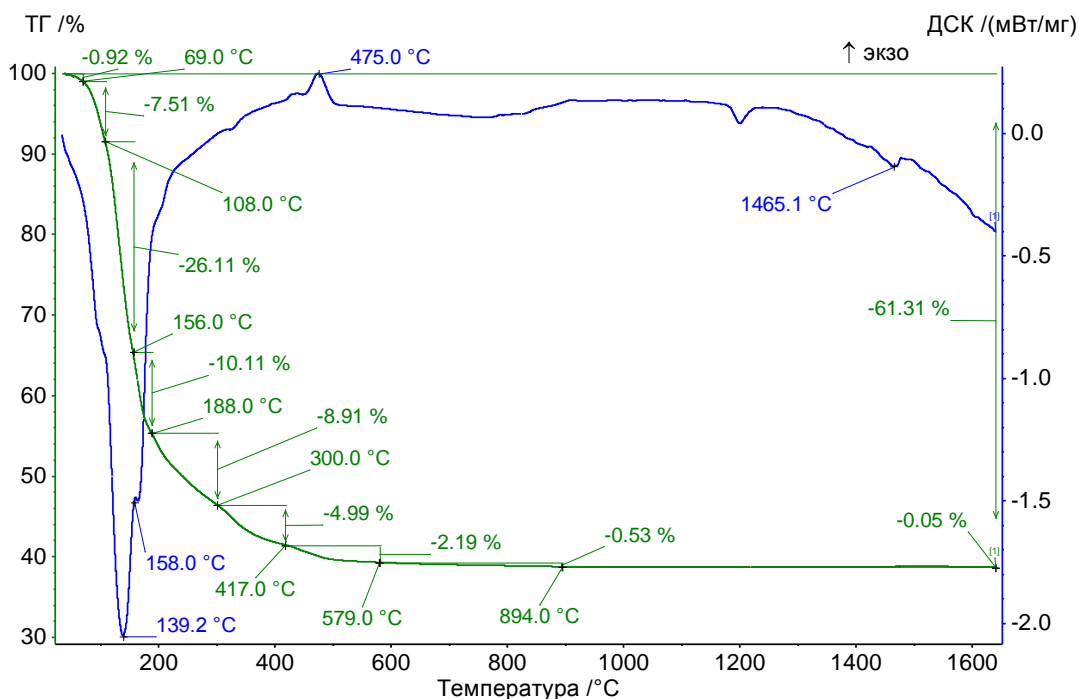


Рис. 2. Термограмма октагидрата оксохлорида циркония ZrOCl<sub>2</sub>·8H<sub>2</sub>O  
 Fig. 2. Thermogram of zirconium oxochloride octahydrate ZrOCl<sub>2</sub>·8H<sub>2</sub>O

Получение оксидной композиции Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-ZrO<sub>2</sub> проводили на установке, описанной в работе [21]. Для этого готовили смесь солей металлов в воде и добавляли, если это было необходимо, изопропанол. Полученный раствор из емкости с помощью насоса нагнетали в форсунку – распылитель, на выходе из которой сжатым воздухом или пропан-бутаном производилось распыление в реактор. Для поджига и поддержания непрерывного горения распыляемого раствора была установлена горелка поджига, в которой непрерывно горела пропан-бутановая смесь. Ре-

актор представлял собой кварцевую трубку, покрытую кожухом из муллит-кремнеземного войлока. Контроль и регистрацию температуры проводили с помощью термопары с мультиметром. Для управления расходами исходного раствора, пропан-бутанового газа и сжатого газа использовали расходомеры. Образующуюся в реакторе газовую фазу отделяли от твердой фазы продукта на лабораторном электрофилт্রে.

Составы исходных растворов и параметры процесса синтеза композиций ZrO<sub>2</sub>-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> приведены в табл. 1.

Таблица 1. Состав исходных растворов и параметры процесса синтеза оксидных композиций Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-ZrO<sub>2</sub>  
 Table 1. Compound of initial solutions and parameters of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-ZrO<sub>2</sub> oxide compositions synthesis

№	Состав исходного раствора, % мас. Initial solution composition, % wt.					Расход воздуха, л/мин Air consumption, l/min	Расход исходного раствора, мл/мин Initial solution con- sumption, ml/min	Расход пропан- бутана, л/мин Propane-butane con- sumption, l/min	Температура в ре- акторе, °С Reactor temperature, °C
	AlCl <sub>3</sub>	ZrOCl <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	изопропанол i-propanol	Добавка Additive				
1	4,21	0,77	16,71	78,31	–	5,00	30,00	0,50	480
2	11,79	2,14	46,80	39,27	–	0,00	15,00	4,00	670
3	23,57	2,14	74,29	–	–	0,00	15,00	5,50	640
4	10,65	1,94	87,41	–	–	0,00	15,00	5,50	620
5	3,63	0,56	14,83	80,81	0,16 HCl	5,00	12,50	0,50	450
6	3,60	0,56	15,22	80,00	0,60 NH <sub>4</sub> OH	5,00	12,50	0,50	450
7	3,61	0,56	14,74	80,29	0,80 HCl	5,00	12,50	0,50	430
8	3,67	0,57	13,65	81,58	0,52 PEG	5,00	12,50	0,50	500
9	3,65	0,56	13,60	81,24	0,94 ODA	5,00	12,50	0,50	500
10	20,50	2,07	77,43	–	–	0,00	12,50	5,50	630

Примечания: PEG – Полиэтиленгликоль 400, ODA – Октадециламин.

Notes: PEG – Polyethylene Glycol 400, ODA – Octadecylamine.

Полученные образцы продуктов подвергали анализу на: сканирующем электронном микроскопе (СЭМ) высокого разрешения «S-3400N» японской фирмы «HITACHI» с приставкой для рентгеновского энерго-дисперсионного микроанализа фирмы «BRUKER», приборе для измерения гранулометрического состава порошков «Mastersizer 2000» фирмы «Malvern», приборе синхронного термического анализа «STA 449C

Jupiter» фирмы «Netzsch», рентгеновском дифрактометре «XRD-7000» фирмы «Shimadzu».

### Результаты и их обсуждение

На рис. 3 приведены микрофотографии образцов композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$ , полученные по режимам, представленным в табл. 1, при увеличении 2500X.

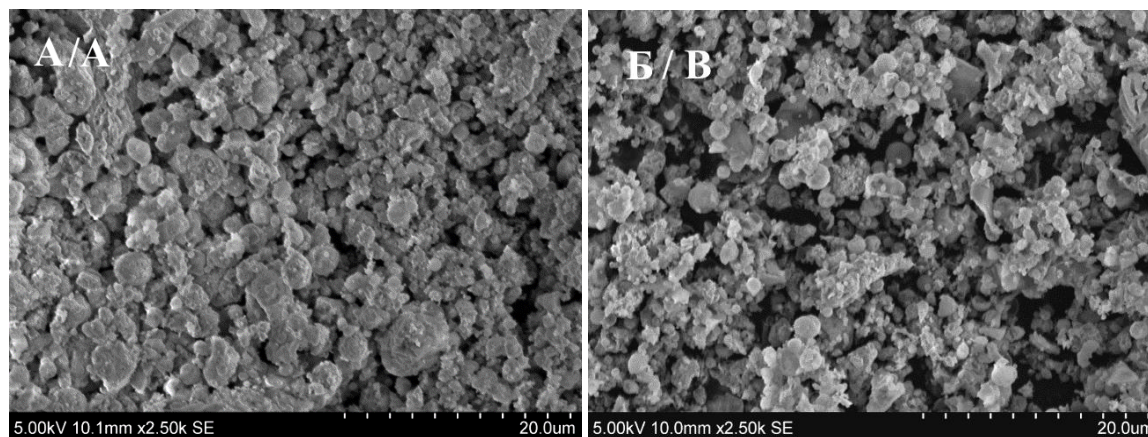


Рис. 3. Микрофотографии частиц композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$ , полученных (А) из водно-спиртовых растворов солей с массовым соотношением вода:спирт 1:0,84 (опыт 2) и (Б) из водно-спиртовых растворов солей с добавкой  $NH_4OH$  (опыт 6)

Fig. 3. Photomicrographs of particle compositions  $Al_2O_3-ZrO_2$ , obtained by (A) in aqueous-alcoholic solutions of salts with a weight ratio water:alcohol is 1:0,84 (experiment 2) and (B) from aqueous-alcoholic solutions of salts with  $NH_4OH$  addition (experiment 6)

Таблица 2. Влияние условий получения оксидных композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$  на их химический и фазовый составы

Table 2. Influence of preparation conditions of  $Al_2O_3-ZrO_2$  oxide compositions on their chemical and phase structures

№	Al	O	Cl	Zr	Фазовый состав Phase composition
	% мас. % wt.				
1 (исходный) (original)	36,86	44,67	2,34	16,14	$Al_{0,52}Zr_{0,48}O_{1,74}$ (P4 <sub>2</sub> /nmc), $Al_2O_3$ (C2/m, Fd-3m), $ZrO_2$ (P4 <sub>2</sub> /nmc)
1 (после прокали- ки 1200 °С, 1 ч) (after calcination 1200 °С, 1 h)	38,68	44,52	0,00	16,81	
2	37,41	44,45	0,67	17,46	
3	41,45	50,49	0,69	7,37	
4	37,38	42,59	3,07	16,96	
5	33,50	48,33	2,63	15,54	
6	34,62	47,73	2,30	15,35	
7	32,30	50,30	2,77	14,63	
8	35,71	47,99	1,47	14,83	
9	38,87	43,28	1,22	16,62	
10	45,98	44,47	0,35	9,20	

Из рис. 3 видно, что полученные образцы продуктов состоят из смеси частиц в виде сфер, осколков, а также их агломератов. Следует отметить, что условия получения керамических композиций мало влияют на морфологию получаемых частиц, которую оценивали по полученным микрофотографиям, но значительно

изменяют дисперсный состав порошков, что отражено в табл. 4.

Химический и фазовый составы порошков композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$  представлены в табл. 2.

Рентгенофазовый анализ (РФА) показал, что все образцы керамических композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$  содержат фазы  $Al_2O_3$  (C2/m) и  $ZrO_2$  (P4<sub>2</sub>/nmc),  $Al_{0,52}Zr_{0,48}O_{1,74}$  (P4<sub>2</sub>/nmc) (табл. 2) с различной степенью кристалличности. По данным рентгеноспектрального анализа (РСА) (табл. 2) и табл. 1 рассчитаны соотношения Zr/Al в полученных композициях (табл. 3).

Таблица 3. Расчетное соотношение Zr/Al в оксидных композициях  $Al_2O_3-ZrO_2$

Table 3. Calculated ratio Zr/Al in oxide compositions  $Al_2O_3-ZrO_2$

№	Соотношение Zr/Al	
	в исходном растворе in the initial solution	в порошке in powder
1 (исходный)/(original)	0,18	0,44
1 (после прокалики 1200 °С, 1 ч) (after calcination 1200 °С, 1 h)	0,18	0,44
2	0,18	0,47
3	0,09	0,18
4	0,18	0,45
5	0,15	0,46
6	0,16	0,44
7	0,15	0,45
8	0,16	0,42
9	0,15	0,43
10	0,10	0,20

При анализе данных табл. 3 установлено, что на поверхности частиц порошков соотношение  $Zr:Al$  в 2–3 раза больше, чем соотношение  $Zr:Al$  в исходном растворе прекурсора. Причиной этого, по-нашему мнению, является то, что термогидролиз хлорида алюминия протекает с более высокой скоростью, чем термогидролиз оксохлорида циркония. В результате в первую очередь в реакционной зоне формируются частицы, представляющие продукты гидролиза хлорида алюминия, которые являются центрами кристаллизации частиц, состоящих из продуктов гидролиза оксохлорида циркония. Из этого предположения следует, что частицы порошков керамических композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$  имеют ядро, состоящее из промежуточных и конечных продуктов гидролиза хлорида алюминия ( $Al(OH)Cl_2$ ,  $Al(OH)_2Cl$ ,  $Al(OH)_3$ ,  $Al_2O_3$ ), и оболочку – (преимущественно) из продуктов гидролиза гидроксохлорида циркония ( $Zr(OH)Cl_3$ ,  $Zr(OH)_2Cl_2$ ,  $Zr(OH)_3Cl$ ,  $Zr(OH)_4$ ,  $ZrO_2$ ). С увеличением времени пребывания прекурсоров в зоне высоких температур или увеличением температуры термогидролиза во внешней оболочке частиц порош-

ков керамических композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$  должен образовываться  $ZrO_2$ . При этом в ядре частиц будет формироваться смешанная фаза  $Al_{0,52}Zr_{0,48}O_{1,74}$  и  $Al_2O_3$ . Для установления фазового состава композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$ , выдержанной в течение часа при температуре 1400 °С провели рентгенофазовый анализ продукта, который показал, что полученный образец содержит  $Al_2O_3$  (корунд, пространственная группа R-3c) и  $ZrO_2$  (бадделит, пространственная группа P21/a). Также есть пик с низкой интенсивностью (угол, близкий к 30°). Данный пик характерен для ряда веществ: тетрагональной сингонии  $ZrO_2$  (пространственная группа P-4m2),  $ZrO_2$  (пространственная группа P42/nmc);  $Al_{0,01}Zr_{0,99}O_{1,995}$  (пространственная группа P42/nmc);  $Al_{0,18}Zr_{0,82}O_{1,91}$  (пространственная группа P42/nmc);  $Al_{0,16}Zr_{0,84}O_{1,92}$  (пространственная группа P42/nmc).

Важной характеристикой получаемых порошков керамических композиций является дисперсный состав, описываемый дифференциальной и интегральной кривыми весового (объемного) распределения частиц по размерам (рис. 4).

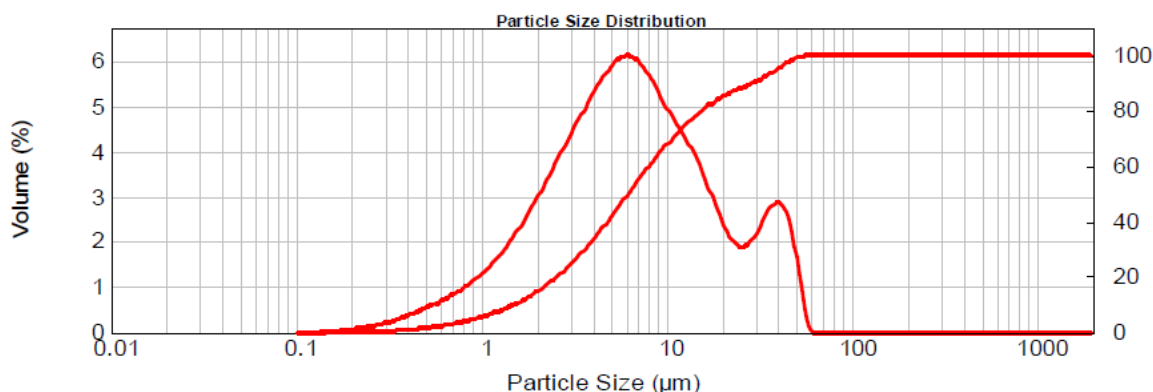


Рис. 4. Распределение частиц по размерам композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$ , полученной из водных растворов солей (опыт 3)  
 Fig. 4. Particle distribution by  $Al_2O_3-ZrO_2$  composition size obtained from aqueous solutions of salts (experiment 3)

Основные дисперсные характеристики полученных образцов приведены в табл. 4.

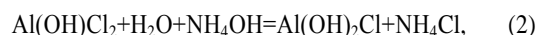
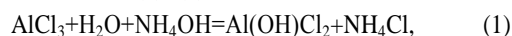
Таблица 4. Дисперсные характеристики композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$

Table 4. Disperse characteristics of compositions  $Al_2O_3-ZrO_2$

№	Число мод дифференциальных кривых распределения Number of modes of differential distribution curves	Средний размер частиц, мкм Average particle size, µm	Содержание частиц менее 10 мкм, % мас. Content of particles less than 10 µm, % wt.	Содержание частиц менее 40 мкм, % мас. Content of particles less than 40 µm, % wt.	Диапазон размеров частиц, мкм Range particle size, µm
1	3	13,56	55	92	0,15–75
2	4	19,36	48	85	0,15–200
3	2	10,49	70	92	0,15–60
4	4	19,59	38	85	0,28–90
5	3	19,56	48	92	0,15–80
6	4	13,42	50	92	0,30–90
7	4	7,05	79	98	0,15–55
8	4	19,31	50	90	0,28–110
9	4	14,06	62	90	0,18–90
10	3	7,92	78	98	0,20–55

Из данных табл. 4 видно, что во всех экспериментах получены порошки с полимодальным распределением, а средние размеры частиц в них находятся в интервале 7,05–19,59 мкм. Моды частиц с малыми размерами могут относиться к частицам оксидов алюминия и циркония, а моды частиц с размерами более 40 мкм относятся, вероятнее всего, к агломератам и смешанным оксидам  $Al_{0,52}Zr_{0,48}O_{1,74}$ .

Сравнивая размеры частиц порошков композиций, полученных при одинаковых условиях в экспериментах 4 (без ввода аммиака в прекурсор) и 5 (с введенным аммиаком), можно отметить, что аммиак способствует снижению среднего размера частиц с 19,56 до 13,42 мкм в продукте термогидролиза. Вероятной причиной этого является ускорение первых стадий ступенчато протекающего гидролиза (на примере хлорида алюминия (1), (2):

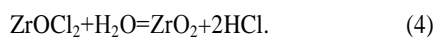
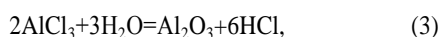


что приводит к формированию на стадии термогидролиза большого числа центров кристаллизации и к снижению размеров частиц. При этом образование в



качестве побочного продукта реакции хлорида аммония способствует снижению остаточного содержания хлор-иона в продукте при термообработке.

Подкисление раствора прекурсора соляной кислотой (0,8 % мас.) понижает средний размер частиц порошка в еще большей степени (до 7,05 мкм), но при этом в продукте возрастает остаточное содержание хлор-иона. Поскольку остаточное содержание хлор-иона можно существенно снизить за счет термической обработки осадка, прием подкисления соляной кислотой прекурсора может иметь практическое значение для снижения размеров частиц порошков исследованных композиций. Возможной причиной влияния подкисления прекурсора  $HCl$  на размер частиц порошков является подавление протекания процесса гидролиза хлорида алюминия и гидроксохлорида циркония в водных прекурсорах за счет смещения равновесия суммарных реакций (3), (4) термогидролиза в сторону образования исходных компонентов  $AlCl_3$  и  $ZrOCl_2$ :



В результате этого в исходном прекурсор подавляется рост частиц (до распыления прекурсора в зону высоких температур в реакторе), что способствует образованию тонкодисперсных частиц порошков.

При анализе средних размеров частиц керамических композиций, полученных в опыте 8 (19,31 мкм – с введением в прекурсор полиэтиленгликоля ПЭГ) и с введенным в прекурсор октадециламином ОДА (14,06 мкм) видно, что ОДА снижает размер частиц. Причиной этого является адсорбция аминов на по-

верхности синтезируемых частиц и блокирование агрегационного роста частиц.

Рассмотрим влияние концентрации компонентов прекурсора и температуры процесса спрей-термогидролиза на содержание образующихся частиц продукта в зоне реакции. Априори можно предположить, что с понижением концентрации солей в прекурсор (повышением содержания воды) размеры частиц продукта будут возрастать. Это подтверждается данными табл. 4. Использование концентрированных растворов прекурсоров (опыты 3, 10) способствует получению порошков с узким распределением по размерам. С увеличением температуры скорость испарения капель прекурсора и термогидролиза возрастает, и по данным термического анализа можно заключить, что это приводит к снижению доли промежуточных продуктов гидролиза (содержащих воду и имеющих большие размеры).

Применение в качестве теплотворного агента спиртов (опыты № 1, 2, 5, 6, 8, 9) приводит к получению продуктов с широким распределением частиц по размерам. Широкое распределение по размерам наблюдается и в случае применения разбавленных растворов (табл. 4).

Добавление к водно-спиртовым растворам солей соляной кислоты (0,8 % по массе) позволяет уменьшить как средний размер, так и полидисперсность. Использование спрей-термогидролиза при горении пропан-бутана позволяет получить высокодисперсный продукт с узким распределением по размерам.

Термическое поведение полученного в опыте 10 порошка композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$  отражено на термограмме (рис. 5).

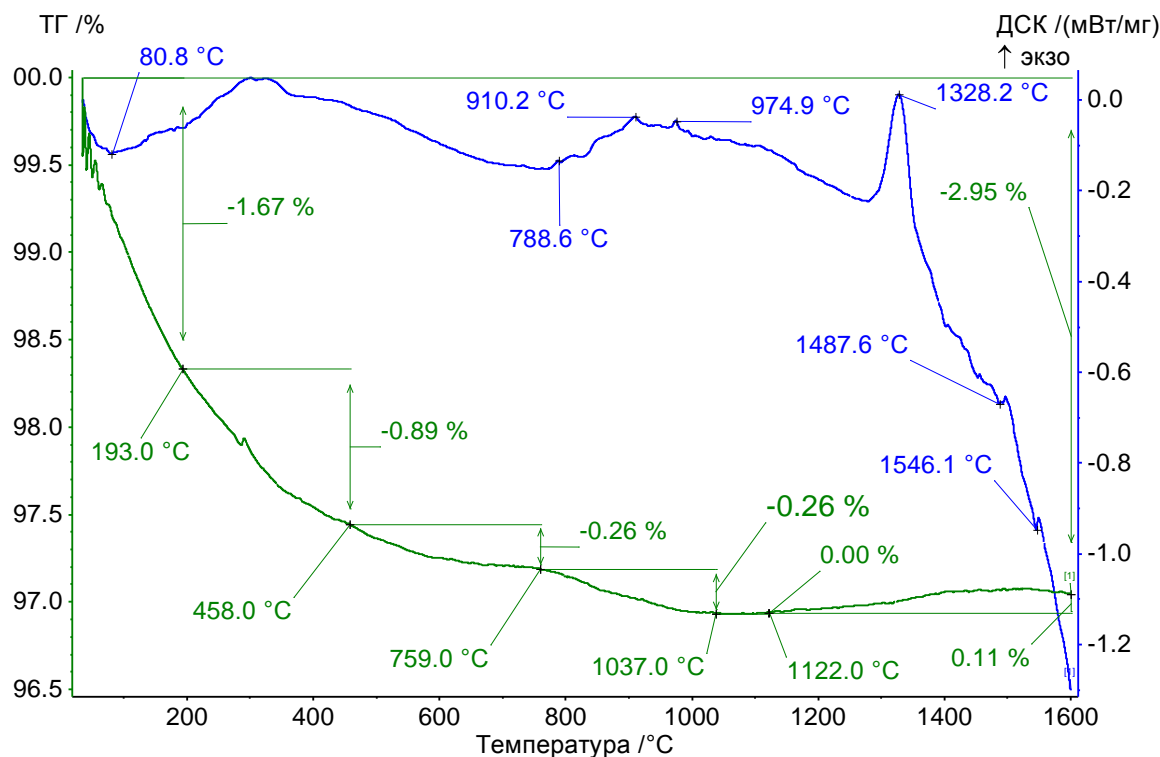


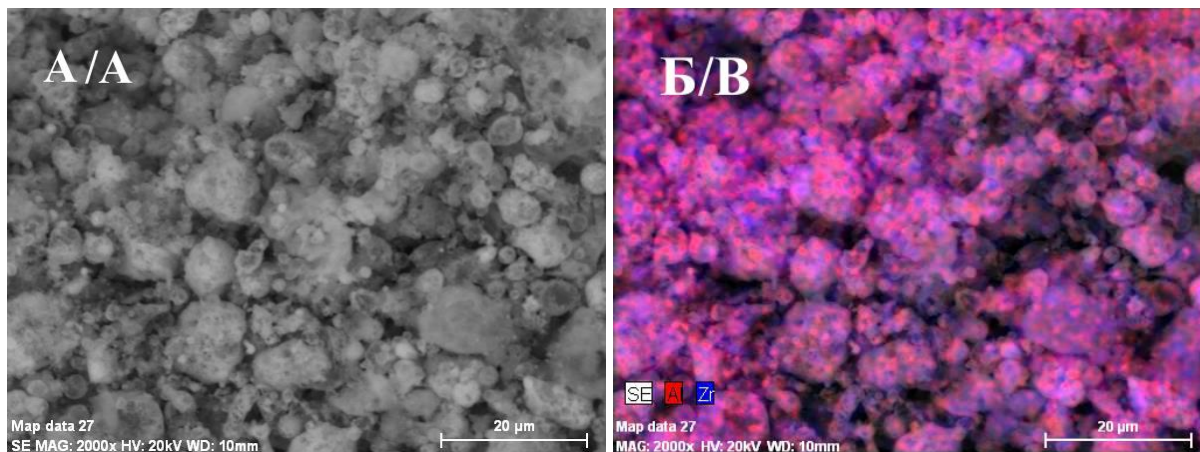
Рис. 5. Термограмма композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$ , полученной из водных растворов солей (опыт 10)

Fig. 5. Thermogram of the  $Al_2O_3-ZrO_2$  composition obtained from aqueous solutions of salts (experiment 10)

В интервале температур 35–759 °С наблюдается потеря массы образца 2,82 %, которая сопровождается эндотермическими эффектами, что связано с удалением гидроксильных групп из образца. В интервале температур 759–1037 °С образец теряет 0,26 % массы, что обусловлено разложением примесей оксохлорида циркония. При этом в области 910 и 974,9 °С наблюдаются экзотермические эффекты, являющиеся, по-видимому, результатом кристаллизации аморфных

оксидов алюминия и циркония. При дальнейшем нагреве до 1600 °С зарегистрирован экзотермический эффект в интервале температур 1300–1420 °С, что, по-видимому, связано с кристаллизацией смешанного оксида  $Al_{0,52}Zr_{0,48}O_{1,74}$ .

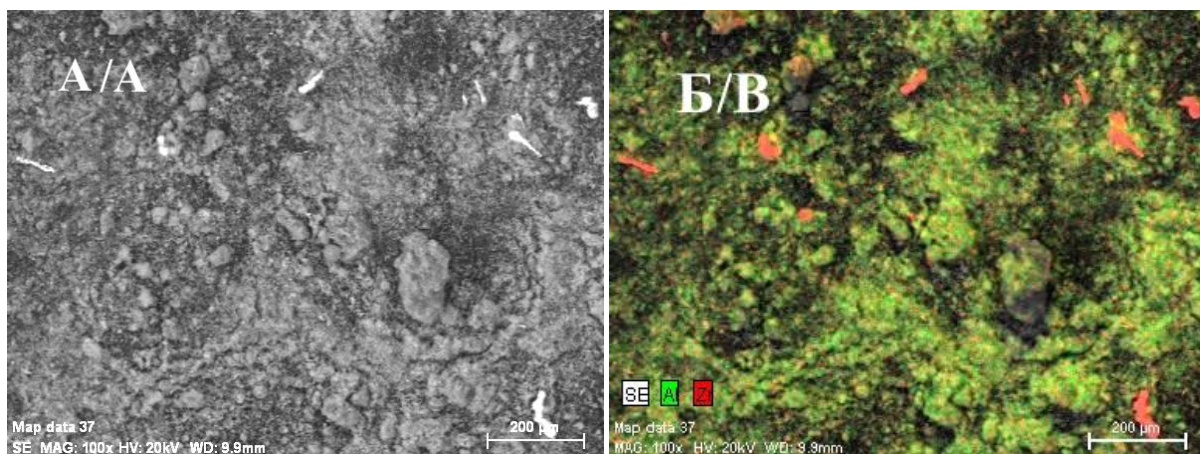
Представляет практический интерес информация о равномерности распределения атомов металлов в порошках композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$ . Такие данные представлены на рис. 6, 7.



**Рис. 6.** Микрофотография композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$ , (опыт 2): А – оригинал, Б – карта элементов (Al и Zr), увеличение 2000X  
**Fig. 6.** Micrograph of the composition  $Al_2O_3-ZrO_2$ , (experiment 2): А – original, В – map of elements (Al and Zr), magnification 2000X

Из рис. 6 видно, что в порошке (опыт 2) наблюдается равномерное распределение алюминия и циркония, отсутствуют частицы или области, поверхность которых

содержала бы преимущественно один из типов атомов (Al или Zr). В образцах № 1, 3–6, 8–10 распределение атомов Al и Zr по поверхности так же равномерно.



**Рис. 7.** Микрофотография композиции  $Al_2O_3-ZrO_2$ , (опыт 7): А – оригинал, Б – карта элементов (Al и Zr), увеличение 100 крат  
**Fig. 7.** Micrograph of the composition  $Al_2O_3-ZrO_2$ , (experiment 7): А – original, В – map of elements (Al and Zr), magnification 100X

Как видно из рис. 7, часть атомов Zr сконцентрирована в крупных частицах (до 100 мкм), тогда как другая часть равномерно распределена по всему образцу, наряду с атомами Al. Этот эффект возникает при увеличении в растворе прекурсора концентрации соляной кислоты, т. к. растворимость оксохлорида циркония при этом значительно снижается и часть его образует взвесь [22].

Таким образом, исследования равномерности распределения атомов Al и Zr в порошках композиций  $Al_2O_3-ZrO_2$ , полученных по спрей-технологии при различных режимах, показали, что неравномерное распределение атомов циркония наблюдается только в крупных частицах.

### Заключение

Методами синхронной дифференциальной термогравиметрии и сканирующей калориметрии установлены особенности термических превращений (изменения массы, тепловые эффекты, температуры гидролиза, разложения, кристаллизации, фазовых превращений) реагентов, входящих в состав прекурсоров:  $AlCl_3 \cdot 6H_2O$  и  $ZrOCl_2 \cdot 8H_2O$  в интервале температур 40–1650 °С.

Проведены исследования влияния условий получения порошков бинарных оксидных керамических композиций  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  с использованием спрей-технологии сжиганием в пламени горящего пропан-бутана при температурах 400–670 °С прекурсоров в виде смеси водного или водно-спиртового растворов  $AlCl_3$  и  $ZrOCl_2$  с модифицирующими добавками на характеристики получаемых оксидов и оксидных композиций.

Установлено, что химический и фазовый составы получаемых оксидов и оксидных композиций зависят главным образом от состава и природы компонентов, входящих в распыляемые прекурсоры, температуры. С увеличением температуры в порошках керамических композиций снижается доля промежуточных продуктов гидролиза (содержащих воду и имеющих большие размеры), образуются кристаллические фазы, устойчивые при повышенных температурах.

Доказано, что при термогидролизе растворов хлорида алюминия в зависимости от температуры прокаливания можно получать различные фазы оксида алюминия: при  $T \geq 900$  °С –  $\gamma$ - $Al_2O_3$ , при  $T \geq 1050$  °С –  $\theta$ - $Al_2O_3$ , при  $T \geq 1250$  °С –  $\alpha$ - $Al_2O_3$  (корунд). По данным рентгенофазового и рентгеноспектрального анализов образцы порошков керамических композиций  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  содержат фазы  $Al_2O_3$ ,  $ZrO_2$ ,  $Al_{0,52}Zr_{0,48}O_{1,74}$ .

Выявлено, что при термогидролизе бинарных растворов типа  $AlCl_3$ - $ZrOCl_2$  формируются частицы по-

рошков, ядро которых состоит преимущественно из продуктов гидролиза хлорида алюминия, имеющего более высокую скорость гидролиза, смешанного оксида  $Al_{0,52}Zr_{0,48}O_{1,74}$ , а оболочка – из оксида циркония.

Проведены исследования равномерности распределения атомов Al и Zr в порошках оксидных композиций. Установлено, что неравномерное распределение атомов Zr в порошках композиций  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  наблюдается только в крупных частицах.

Установлено, что характеристики дисперсности продуктов термогидролиза зависят как от состава прекурсоров, так и от введения спиртов, концентрации компонентов и добавок в прекурсорах. Средний размер частиц порошков и диапазон размеров снижается при увеличении концентрации солей в прекурсорре и подкислении прекурсора (0,8 % масс. HCl). Применение разбавленных растворов солей в составе прекурсора приводит к увеличению среднего размера частиц за счет образования больших по размеру капель и снижения температуры синтеза. Использование изопропанола в прекурсорах оказывает минимальное влияние на морфологию получаемых частиц, но приводит к повышению температуры в реакторе, увеличению полидисперсности частиц образца.

После стадии термогидролиза все порошки имеют в своем составе полупродукты гидролиза соответствующих солей, поэтому необходима дополнительная стадия прокаливания полученных оксидных композиций.

*Исследования выполнены по проекту Министерства науки и образования РФ RFMEFI62120X0038 от 27 апреля 2020 г. № 075-15-2020-532 с использованием научного оборудования «Центра наукоёмких химических технологий и физико-химических исследований» Пермского национального исследовательского политехнического университета.*

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Grain size dependence, mechanical properties and surface nanoeutectic modification of  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  ceramic / Z.G. Wang, J.H. Ouyang, Y.H. Ma, Y.J. Wang, L.Y. Xie, Z.G. Liu, A. Henniche, Y. Wang // *Ceramics International*. – 2019. – V. 45. – P. 14297–14304.
2. Microstructure and mechanical properties of  $Al_2O_3/ZrO_2$  composites by two-step sintering / C.L. Ojaimi, J.A. Ferreira, A.L. Chinelatto, R.E.P. Salem, A.S.A. Chinelatto, E.M.J.A. Pallone // *International Journal of Applied Ceramic Technology*. – 2020. – V. 17. – P. 1619–1628.
3. Compressive strength, hardness and fracture toughness of  $Al_2O_3$  whiskers reinforced ZTA and ATZ nanocomposites: Weibull analysis / A. Nevarez-Rascon, A. Aguilar-Elguezabal, E. Orrantia, M.H. Bocanegra-Bernal // *International Journal of Refractory Metals and Hard Materials*. – 2011. – V. 29. – P. 333–340.
4. Densification and mechanical properties of fine-grained  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  composites consolidated by spark plasma sintering / F. Meng, C. Liu, F. Zhang, Z. Tian, W. Huang // *Journal of Alloys and Compounds*. – 2012. – V. 512. – P. 63–67.
5. Advanced nanocomposite materials for orthopaedic applications. I. A long-term in vitro wear study of zirconia-toughened alumina / S. Affatato, R. Torrecillas, P. Taddei, M. Rocchi, C. Fagnano, G. Ciapetti, A. Toni // *Journal of biomedical materials research. Part B, Applied biomaterials*. – 2006. – V. 78. – P. 76–82.
6. Effect of pre-treatment and calcination temperature on  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  supported Ni-Co catalysts for dry reforming of methane / A.S. Al-Fatesh, J.K. Abu-Dahrieh, H. Atia, U. Armbruster, A.A. Ibrahim, W.U. Khan, A.E. Abasaed, A.H. Fakeeha // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2019. – V. 44. – P. 21546–21558.
7. 3D printing of ceramics: a review / Z. Chen, Z. Li, J. Li, C. Liu, C. Lao, Y. Fu, C. Liu, Y. Li, P. Wang, Y. He // *Journal of the European Ceramic Society*. – 2019. – V. 39. – P. 661–687.
8. Scalable preparation of hollow  $ZrO_2$  microspheres through a liquid-liquid phase reunion assisted sol-gel method / S. Liang, L. Shen, C. Zhou, H. Chen, J. Li // *Ceramics International*. – 2020. – V. 46. – P. 14188–14194.
9. Influence of synthesis variables of a sol-gel process on the properties of mesoporous alumina and their fluoride adsorption / W. Yang, C. Li, S. Tian, L. Liu, Q. Liao // *Materials Chemistry and Physics*. – 2020. – V. 242. – P. 122499. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0254058419313112> (дата обращения 17.07.2020).
10. Low temperature synthesis of  $\alpha$ -alumina through a hydrothermal process combined with a seeding technique / K. Yamamura, Y. Kobayashi, Y. Yasuda, T. Morita // *Materials Research Innovations*. – 2019. – V. 23. – P. 166–171.
11. Modified hydrothermal treatment route for high-yield preparation of nanosized  $ZrO_2$  / C. Yang, J. Wen, X. Chen, X. Da, M. Qiu, H. Verweij, Y. Fan // *Ceramics International*. – 2020. – V. 46. – P. 19807–19814.
12. Influence of terminal pH value on co-precipitated nanopowders for yttria-stabilized  $ZrO_2$  transparent ceramics / P. Chen, Q. Liu, X. Li, Y. Feng, X. Chen, X. Liu, L. Wu, J. Li // *Optical Materials*. – 2019. – V. 98. – P. 109475. URL: [https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0925346719306950?casa\\_token=zOPD-CAMRm4AAAAA:LL0GRBV9c7qZeOt0wMLDi5mf6nP2tGXciwLxNqJ0gfYrvvZ8cnY2rsQqFgw0nKDjERwwLnBCpIE](https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0925346719306950?casa_token=zOPD-CAMRm4AAAAA:LL0GRBV9c7qZeOt0wMLDi5mf6nP2tGXciwLxNqJ0gfYrvvZ8cnY2rsQqFgw0nKDjERwwLnBCpIE) (дата обращения 21.07.2020).

13. Characterization of  $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$  nanopowders synthesized by Coprecipitation method / A.S. Jbara, Z. Othaman, A.A. Ati, M.A. Saeed // *Materials Chemistry and Physics*. – 2017. – V. 188. – P. 24–29.
14. Zirconia nanoparticles made in spray flames at high production rates / R. Mueller, R. Jossen, S.E. Pratsinis, M. Watson, M.K. Akhtar // *Journal of the American Ceramic Society*. – 2004. – V. 87. – P. 197–202.
15. Research into the mechanical properties, sintering mechanism and microstructure evolution of  $\text{Al}_2\text{O}_3\text{-ZrO}_2$  / Z. Wu, W. Liu, H. Wu, R. Huang, R. He, Q. Jiang, Y. Chen, X. Ji, Z. Tian, S. Wu // *Materials chemistry and physics*. – 2018. – V. 207. – P. 1–10.
16. Park S.J., Choi D. Synthesis of porous  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{ZrO}_2$  nanocomposites by chemical vapour deposition // *Advances in Applied Ceramics*. – 2017. – V. 116. – P. 236–241.
17. Dispersion of nano Size  $\text{ZrO}_2$  in  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{ZrO}_2$  ceramics by hydrolysis / K.H. Hwang, J.Zhao, J.H. Kim, J.K. Lee // *Procedia Manufacturing*. – 2015. – V. 2. – P. 364–367.
18. Microstructural evolution of supra-nanostructure  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{ZrO}_2$  eutectic powders by combustion synthesis-spray cooling / W. Yu, Y. Zheng, Y. Yu, X. Su // *Journal of the American Ceramic Society*. – 2019. – V. 102. – P. 7689–7698.
19. Effective diffusion constant and adsorption constant of synthesized alumina, zirconia, and alumina–zirconia composite material / A. Şahin, E. Alp, D. Eserci, H. C. Cabbar // *Chemical Engineering Communications*. – 2017. – V. 204. – P. 1129–1142.
20. Levin I., Brandon D. Metastable alumina polymorphs: crystal structures and transition sequences // *Journal of the American Ceramic Society*. – 1998. – V. 81. – P. 1995–2012.
21. Пойлов В.З., Казанцев А.Л. Получение порошков смешанных оксидов металлов методом термогидролиза // *Актуальные проблемы порошкового материаловедения*. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2018. – С. 332–336.
22. Камаева И.Г., Мельник Л.А., Серебренников В.В. Системы  $\text{ZrOCl}_2\text{-HCl-H}_2\text{O}$  и  $\text{HfOCl}_2\text{-HCl-H}_2\text{O}$  при 25 °С // *Журнал неорганической химии*. – 1968. – Т. 13. – Вып. 7. – С. 1974–1980.

Поступила 10.06.2020 г.

#### Информация об авторах

**Пойлов В.З.**, доктор технических наук, профессор кафедры химических технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Казанцев А.Л.**, инженер кафедры химических технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Черепанова М.В.**, кандидат технических наук, доцент кафедры химических технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 661.862.22, 661.883.1

## PHYSICAL AND CHEMICAL BASIS OF OBTAINING $Al_2O_3$ - $ZrO_2$ COMPOSITION BY SPRAY THERMOHYDROLYSIS

Vladimir Z. Poylov<sup>1</sup>,  
vladimirpoylov@mail.ru

Aleksandr L. Kazantsev<sup>1</sup>,  
itilamid@rambler.ru

Mariya V. Cherepanova<sup>1</sup>,  
syromyatnikova.maria@yandex.ru

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

**The relevance.** Ceramic compositions  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  have high mechanical strength at elevated temperatures, good thermal shock resistance, which makes ZTA ceramics (a combination of aluminum oxide and zirconium dioxide) suitable for various applications with high requirements: in the chemical and petrochemical industries, in the manufacture of catalysts, the manufacture of instruments, in medicine, etc. In recent years, ceramic materials used in additive technologies are also in wide demand.

**The aim** of the research is to identify the physicochemical foundations of  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  composites preparation by spray-thermo hydrolysis from organo-mineral solutions of aluminum trichloride and zirconium oxochloride with certain chemical, phase and dispersed compositions.

**Objects:** organo-mineral solutions of aluminum trichloride and zirconium oxochloride, as well as products of their spray thermo hydrolysis, formed during the combustion of organo-alcohol solutions in a flame at temperatures above 400 °C.

**Methods.** Size and shape, elemental composition of the obtained products were determined by scanning electron microscope «S-3400N» from «HITACHI», with attachment for X-ray spectral analysis from «Brooker», phase composition – by X-ray diffractometer «XRD 7000» from «Shimadzu», granulometric composition – by the devices of the firm «Malvern» «Mastersizer 2000» and «Zetasizer Nano ZS», thermal transformations of products and starting materials – by the device for synchronous thermal analysis «Jupiter STA 449 C» from «NETZSCH».

**Results.** The features of thermal transformations of aluminum trichloride and zirconium oxochloride (changes in mass, thermal effects, temperatures of hydrolysis, decomposition, crystallization, phase transformations) in the temperature range of 40–1650 °C have been established. It was found that during the thermo hydrolysis of binary solutions, such as  $AlCl_3$ - $ZrOCl_2$ , powder particles are formed. The core of the particles consists mainly of hydrolysis products of aluminum chloride, which has a higher hydrolysis rate, mixed oxide  $Al_{0.52}Zr_{0.48}O_{1.74}$ , and the shell is made of zirconium oxide. The authors investigated the uniformity of distribution of Al and Zr atoms in powders of oxide compositions. It was found that the non-uniform distribution of Al and Zr atoms in powders of  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  composites is observed only in large particles with sizes of 100 μm and more. It was established that the characteristics of dispersion depend on both the composition of precursors and the introduction of alcohols, the temperature regime of thermo hydrolysis. The average particle size of the powders and the range of sizes decrease with increase in concentration, acidification of the precursor, and growth in the temperature of thermo hydrolysis.

### Key words:

Aluminum oxide, zirconium dioxide, ceramic composition, spray-thermo hydrolysis, production.

The research was carried out under the project of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation RFMEFI62120X0038 on 27 April 2020 no. 075-15-2020-532 using scientific equipment «Center for Science-Intensive Chemical Technologies and Physicochemical Research» of the Perm National Research Polytechnic University.

### REFERENCES

1. Wang Z.G., Ouyang J.H., Ma Y.H., Wang Y.J., Xie L.Y., Liu Z.G., Henniche A., Wang Y.. Grain size dependence, mechanical properties and surface nanoeutectic modification of  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  ceramic. *Ceramics International*, 2019, vol. 45, pp. 14297–14304.
2. Ojaimi C.L., Ferreira J.A., Chinelatto A.L., Salem R.E.P., Chinelatto A.S.A., Pallone E.M.J.A. Microstructure and mechanical properties of  $Al_2O_3/ZrO_2$  composites by two-step sintering. *International Journal of Applied Ceramic Technology*, 2020, vol. 17, pp. 1619–1628.
3. Nevarez-Rascon A., Aguilar-Elguezabal A., Orrantia E., Boccanegra-Bernal M.H. Compressive strength, hardness and fracture toughness of  $Al_2O_3$  whiskers reinforced ZTA and ATZ nanocomposites: Weibull analysis. *International Journal of Refractory Metals and Hard Materials*, 2011, vol.29, pp. 333–340.
4. Meng F., Liu C., Zhang F., Tian Z., Huang W.. Densification and mechanical properties of fine-grained  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  composites consolidated by spark plasma sintering. *Journal of Alloys and Compounds*, 2012, vol. 512, pp. 63–67.
5. Affatato S., Torrecillas R., Taddei P., Rocchi M., Fagnano C., Ciapetti G., Toni A. Advanced nanocomposite materials for orthopaedic applications. I. A long-term in vitro wear study of zirconia-toughened alumina. *Journal of biomedical materials research. Part B, Applied biomaterials*, 2006, vol. 78, pp. 76–82.
6. Al-Fatesh A.S., Abu-Dahrieh J.K., Atia H., Armbruster U., Ibrahim A.A., Khan W.U., Abasaed A.E., Fakeeha A.H. Effect of pre-treatment and calcination temperature on  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$  supported Ni-Co catalysts for dry reforming of methane. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, vol. 44, pp. 21546–21558.
7. Chen Z., Li Z., Li J., Liu C., Lao C., Fu Y., Liu C., Li Y., Wang P., He Y. 3D printing of ceramics: a review. *Journal of the European Ceramic Society*, 2019, vol. 39, pp. 661–687.
8. Liang S., Shen L., Zhou C., Chen H., Li J. Scalable preparation of hollow  $ZrO_2$  microspheres through a liquid-liquid phase reunion assisted sol-gel method. *Ceramics International*, 2020, vol. 46, pp. 14188–14194.
9. Yang W., Li C., Tian S., Liu L., Liao Q. Influence of synthesis variables of a sol-gel process on the properties of mesoporous alumina and their fluoride adsorption. *Materials Chemistry and Physics*, 2020, vol. 242, 122499. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0254058419313112> (accessed 17 July 2020).

10. Yamamura K., Kobayashi Y., Yasuda Y., Morita T. Low temperature synthesis of  $\alpha$ -alumina through a hydrothermal process combined with a seeding technique. *Materials Research Innovations*, 2019, vol. 23, pp. 166–171.
11. Yang C., Wen J., Chen X., Da X., Qiu M., Verweij H., Fan Y. Modified hydrothermal treatment route for high-yield preparation of nanosized  $ZrO_2$ . *Ceramics International*, 2020, vol. 46, pp. 19807–19814.
12. Chen P., Liu Q., Li X., Feng Y., Chen X., Liu X., Wu L., Li J. Influence of terminal pH value on co-precipitated nanopowders for yttria-stabilized  $ZrO_2$  transparent ceramics. *Optical Materials*, 2019, vol. 98, 109475. Available at: [https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0925346719306950?casa\\_token=zOPD-CAMRm4AAAAA:LLOGRBV9c7qZeOt0wMLDi5mf6nP2tGXciwLxNqJOGfYrvvZ8cnY2rsQqFgw0nKDjERwwLnBCplE](https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0925346719306950?casa_token=zOPD-CAMRm4AAAAA:LLOGRBV9c7qZeOt0wMLDi5mf6nP2tGXciwLxNqJOGfYrvvZ8cnY2rsQqFgw0nKDjERwwLnBCplE) (accessed 21 July 2020).
13. Jbara A.S., Othaman Z., Ati A.A., Saeed M.A. Characterization of  $\gamma$ - $Al_2O_3$  nanopowders synthesized by Co-precipitation method. *Materials Chemistry and Physics*, 2017, vol. 188, pp. 24–29.
14. Mueller R., Jossen R., Pratsinis S.E., Watson M., Akhtar M.K. Zirconia Nanoparticles Made in Spray Flames at High Production Rates. *Journal of the American Ceramic Society*, 2004, vol. 87, pp. 197–202.
15. Wu Z., Liu W., Wu H., Huang R., He R., Jiang Q., Chen Y., Ji X., Tian Z., Wu S. Research into the mechanical properties, sintering mechanism and microstructure evolution of  $Al_2O_3$ - $ZrO_2$ . *Materials chemistry and physics*, 2018, vol. 207, pp. 1–10.
16. Park S.J., Choi D. Synthesis of porous  $Al_2O_3/ZrO_2$  nanocomposites by chemical vapour deposition. *Advances in Applied Ceramics*, 2017, vol. 116, pp. 236–241.
17. Hwang K.H., Zhao J., Kim J.H., Lee J.K. Dispersion of Nano Size  $ZrO_2$  in  $Al_2O_3/ZrO_2$  Ceramics by Hydrolysis. *Procedia Manufacturing*, 2015, vol. 2, pp. 364–367.
18. Yu W., Zheng Y., Yu Y., Su X. Microstructural evolution of supra-nanostructure  $Al_2O_3/ZrO_2$  eutectic powders by combustion synthesis-spray cooling. *Journal of the American Ceramic Society*, 2019, vol. 102, pp. 7689–7698.
19. Şahin A., Alp E., Eserci D., Cabbar H.C. Effective diffusion constant and adsorption constant of synthesized alumina, zirconia, and alumina–zirconia composite material. *Chemical Engineering Communications*, 2017, vol. 204, pp. 1129–1142.
20. Levin I., Brandon D. Metastable alumina polymorphs: crystal structures and transition sequences. *Journal of the American Ceramic Society*, 1998, vol. 81, pp. 1995–2012.
21. Poylov V.Z., Kazantsev A.L. Poluchenie poroshkov smeshannykh oksidov metallov metodom termogidroliza [Production of mixed metal oxide powders by thermohydrolysis]. *Aktualnye problemy poroshkovogo materialovedeniya* [Actual problems of powder materials science]. Perm. Perm National Research Polytechnic University, 2018. pp. 332–336.
22. Kamaeva I.G., Melnik L.A., Serebrennikov V.V. Sistemy  $ZrOCl_2$ - $HCl$ - $H_2O$  i  $HfOCl_2$ - $HCl$ - $H_2O$  pri 25 °C [ $ZrOCl_2$ - $HCl$ - $H_2O$  and  $HfOCl_2$ - $HCl$ - $H_2O$  systems at 25 °C]. *Zhurnal neorganicheskoy khimii*, 1968, vol. 13, no. 7, pp. 1974–1980.

Received: 10 June 2020.

#### Information about the authors

**Vladimir Z. Poylov**, Dr. Sc., professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Aleksandr L. Kazantsev**, engineer, Perm National Research Polytechnic University.

**Mariya V. Cherepanova**, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

УДК 549.6

## ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ПРИМЕСЕЙ В КРИСТАЛЛАХ БЕРИЛЛА РАЗЛИЧНОЙ ОКРАСКИ ЗАБАЙКАЛЬЯ

Юргенсон Георгий Александрович<sup>1</sup>,  
yurgga@mail.ru

Рихванов Леонид Петрович<sup>2</sup>

Борзенко Алёна Александровна<sup>1</sup>,  
avonanik@mail.ru

<sup>1</sup> Институт природных ресурсов, экологии и криологии Сибирского отделения Российской академии науки, Россия, 672014, Чита, ул. Недорезова, 16а.

<sup>2</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** работы заключается в изучении особенностей химического состава берилла, являющегося важным источником бериллия и ювелирным камнем, геммологические свойства которого определяются концентрациями и формами входящих примесных химических элементов.

**Целью** исследования является определение содержаний примесных химических элементов в кристаллах берилла различной окраски, зависимостей между ними и связи с условиями образования.

**Объекты:** кристаллы берилла различной окраски грейзеновых (Шерловая Гора, Спокойнинское) и пегматитовых (Орловское, Саханайское) месторождений Восточного Забайкалья.

**Методы:** нейтронно-активационный и ICP MS.

**Результаты.** Установлен широкий диапазон концентраций элементов-примесей в 31 кристалле берилла различного цвета сидерофиллит-кварцевых (Спокойнинское месторождение вольфрама) и слюдисто-берилл-топаз-кварцевых (Шерловая Гора) грейзенов, а также редкометалльных (Орловское) и камерных (Саханайское) пегматитов. Кристаллы берилла слюдисто-берилл-топаз-кварцевых (Шерловая Гора) грейзенов отличаются тенденцией к низким содержаниями натрия и цезия по сравнению с таковыми из сидерофиллит-кварцевых грейзенов и пегматитов. Рубидий примерно в равной мере присутствует в кристаллах берилла всех изученных месторождений независимо от окраски. Впервые в них обнаружено золото, содержания которого имеют тенденцию к связи с кобальтом и цинком. Содержание мышьяка, изоморфное включение которого в берилл маловероятно, также проявляет корреляцию к связи с цинком и кобальтом. Наиболее высокие содержания железа установлены в желтых, голубых и желто-зеленых кристаллах, входя как в тетраэдрические (голубые), так и в октаэдрические позиции (зеленые, желтые и желто-зеленые). Содержания урана и тория выше в кристаллах берилла грейзенов (Шерловая Гора, Спокойнинское) по сравнению с пегматитами. Содержания их имеют тенденцию к взаимозависимости при преобладании тория над ураном. Уран имеет связи с железом, наибольшие концентрации которого присущи зональным кристаллам с перерывами в росте. Торий находится в основном в цирконе, что подтверждается положительной корреляцией его содержания с гафнием. Относительно широкий спектр примесей в кристаллах берилла обусловлен различиями в условиях образования (грейзены и пегматиты) и геохимическими особенностями минераобразующих флюидных систем, отображенных в составе флюидных включений.

### Ключевые слова:

Берилл, элемент-примеси, взаимосвязи между содержаниями элементов-примесей, грейзены, пегматиты, Шерловая Гора, Орловское месторождение, Спокойнинское месторождение, Саханайское месторождение.

### Введение

Поскольку берилл представляет собой один из главных носителей бериллия, индивиды которого характеризуются широкой цветовой гаммой, определяющей его ценность как ювелирного камня различной стоимости [1–5], изучение особенностей состава примесей и форм включения в структуру берилла, определяющих его окраску, представляется достаточно актуальным.

Известно [1–4, 6], что основной примесью, определяющей вариации окраски берилла, за исключением хрома и ванадия, ответственных за окраску изумруда, является железо. Именно соотношение количеств двух- и трехвалентного железа, как было нами показано в работе [7] с использованием ЭПР на примере аквамарина, зеленого берилла и гелиодора Шер-

ловой Горы, определяет вариации и интенсивности голубой и зеленовато-голубой окраски аквамарина, обычного зеленого и желто-зеленого берилла и желтой окраски золотистого и желто-оранжевого гелиодора. Одной из нерешенных является проблема различий положения двухвалентного железа в аквамарине. В работе М.Н. Тарана и А.А. Вишневого [8] в какой-то мере подтверждено наше предположение о возможности нахождения его в тетраэдрической позиции в аквамарине и вызывающем его голубую окраску. Но Г. Спиноло с соавторами [9], на основе анализа оптических спектров поглощения, снятых при разных, в том числе и низких (16 К) температурах, и при сравнении их с эталонными спектрами водных растворов, содержащих  $Fe^{2+}$  и  $Fe^{3+}$ , с помощью диаграмм d6 ( $Fe^{2+}$ ) и d5 ( $Fe^{3+}$ ) Танабе–Сугано получил

удовлетворительную интерпретацию спектров для октаэдрической симметрии. Однако правомерность использования данных о спектрах водных растворов для выводов о положении двухвалентного железа в берилле вызывает сомнения и требует дальнейших доказательств. О двух формах вхождения железа в берилл могут свидетельствовать также установленные авторами два тренда зависимости содержаний железа и скандия [10]. Один из них характерен для желтых, зелено-голубых и оливково-зеленых (зеленые составляют лишь 17 %), а другой для зеленых (60 %) и голубых (35 %). О.Н. Лопатиным было показано [11–13], что железо в результате имплантации может встраиваться в берилле как в тетраэдрические, так и в октаэдрические позиции [13]. Это же подтверждено методом Мёссбауэровской спектроскопии [13]. Содержание хрома и ванадия в берилле имеет принципиальное значение [1–5], так как определяет его принадлежность к изумруду. Примеси других сидерофильных элементов, в частности кобальта, никеля, золота, а также халькофильных, элементов V группы (мышьяк, сурьма и висмут) в берилле не изучались, а по примесям РЗЭ имеются лишь отрывочные данные.

Предлагаемая работа посвящена изучению возможных корреляций между содержаниями широкого круга химических элементов, в том числе и железа, в кристаллах берилла различной окраски.

#### Материал и методы исследования

Для изучения примесей выбраны кристаллы берилла висмут-вольфрам-олово-бериллиевого с камне-самоцветным сырьем месторождения Шерловая Гора грейзеновой формации, входящего в состав крупной Шерловгорской рудно-магматической системы, связанной с Шерловгорским гранитным массивом кукульбейского интрузивного комплекса, радиологический возраст которого, определенный калий-аргоновым методом, составляет 154–147 млн лет [14]. Он представляет собой восточный фрагмент Адун-Челон-Шерловгорского интрузивного тела. Калий-аргоновый возраст по сидерофиллиту топаз-сидерофиллитовых грейзенов, в кварцево-жильных телах которых находится берилл, по Д.О. Онтоеву [15] равен  $154 \pm 6$  млн лет. Поскольку кварцево-жильные тела, содержащие берилл, в большинстве случаев имеют постепенные контакты с продуктивными грейзенами и постепенные переходы между ними, можно полагать, что берилл формировался в этом же возрастном диапазоне.

Первые данные о составе топаза и берилла Шерловой Горы опубликовали В.Ф. Барабанов и Л.О. Ступкина [16], затем в 1963 г. G. Tzschorn [17], сотрудничавший с В.Ф. Барабановым. Более полные результаты изучения содержаний Fe, Al, Cs, K, Na, его первые ИК-спектры, особенности зональности кристаллов берилла Шерловой Горы опубликованы В.Ф. Барабановым в 1975 г. [18]. Однако полных количественных анализов, соответствующих современным методам исследований, получено не было. Более того, изучение касалось преимущественно участка Поднебесных и Ка-

рамышевского отрога. Поскольку месторождение Шерловая Гора представлено в основном жильными телами висмут-вольфрам-олово-берилл-топаз-кварцевого состава в слюдисто-кварцево-топазовых грейзенах и миароловыми гранитами, для сравнения привлечены данные химического состава желтовато-зеленых кристаллов Спокойнинского вольфрамового грейзеновой формации, Орловского тантал-литиевого и желтые Саханайского бериллиевого месторождений, связанных с пегматитами. Берилл Орловского месторождения происходит из редкометалльных (литий-ниобий-танталовых) колумбит-микролит-лепидолит (циннвальдит)-кварц-альбит-амазонитовых пегматитов, Саханайского – из камерного берилл-мусковит-альбит-микроклин-кварцевого пегматита. Кристаллы Спокойнинского вольфрамового месторождения находятся в слюдяных грейзенах, где слюда представлена в основном зеленоватым сидерофиллитом. Берилл ассоциирует со слюдой, дымчатым кварцем и вольфрамитом. Все пегматиты и грейзены являются продуктами эволюции литий-фтористых гранитных магм кукульбейского интрузивного комплекса, с которым связаны все редкометалльные месторождения Монголо-Охотского минерагенического пояса [19]. Месторождения расположены на Юго-Востоке Забайкальского края (рис. 1).

Месторождение Шерловая Гора открыто в 1723 г. и до сих пор продолжает оставаться почти единственным в России источником благородных разновидностей берилла ювелирного качества, неповторимых по разнообразию и насыщенности цвета. Геммологическая характеристика ювелирного берилла и геологическое строение месторождения даны в [20, 21] и здесь не рассматривается. В 1787 г. месторождение стало собственностью императрицы Екатерины II, которая организовала систематическую многолетнюю добычу. По современным оценкам за почти 300-летний период добыто более 5 т кондиционного кристаллосырья.

Кристаллы берилла месторождения Шерловая Гора происходят из различных участков добычи, исторически определившихся за время его разработки (рис. 2).

Изученные кристаллы представлены в основном относительно бледно-окрашенными, но совершенными разновидностями. Размеры их варьируют от 15 до 42 мм по оси *c* и от 3 до 6 мм по оси *a*, а их фрагменты, использованные для приготовления проб – от 7 до 10 мм по оси *c* и от 2 до 5 мм по оси *a*. Такая размерность типична для кристаллов, лишенных видимых дефектов и механических примесей. Это важно для выявления возможных связей окраски и примесей. Среди изученных кристаллов берилла бледно-голубых – 10, бледно-зеленых – 8, желто-зеленых – 6, желтых – 4 и бесцветных – 3. Число использованных кристаллов 31, приготовленных из них проб 39. Во избежание заражения проб берилла при истирании использовалась ступка, изготовленная из жильного кварца, лишенного примесей, а пест – из кристалла горного хрусталя.





Рис. 1. Локация месторождений изученных кристаллов берилла: 1 – Шерловая Гора; 2 – Орловское; 3 – Спокойнинское; 4 – Саханайское

Fig. 1. Location of deposits of studied beryl crystals: 1 – Sherlovaya Gora; 2 – Orlovskoe; 3 – Spokoininskoe; 4 – Sakhanayskoe

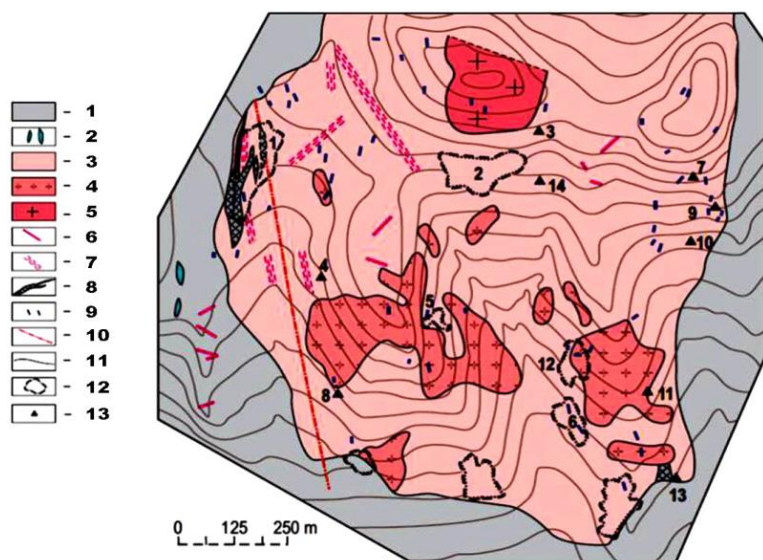


Рис. 2. Геологическая карта месторождения Шерловая Гора с указанием основных мест добычи самоцветов по [21]: 1 – розовики; 2 – габбро, диориты; 3 – граниты порфировидные; 4 – граниты крупнозернистые; 5 – гранит-порфиры; 6 – аплиты; 7 – зоны трещиноватости; 8 – грейзеновые тела; 9 – внемасштабные зоны грейзенизации; 10 – зоны дробления; 11 – геологические границы; 12 – старые выработки и отвалы и их номера на карте; 13 – внемасштабные выработки и их номера. Горные выработки на карте: 1 – Поднебесных, 2 – Новиковская, 3 – Белотопазовая, 4 – Мелехинская-1, 5 – Мелехинская-2, 6 – Гелиодоровая, 7 – Лизкина Яма, 8 – Мелехинская, 9 – Кондратьевская, 10 – Золотой Мыс, 11 – Лукаво-Золотая, 12 – Миллионная, 13 – Золотой Отрог

Fig. 2. Geological map of Sherlovogorsk aquamarine field indicating the main places of gem mining according to [21]: 1 – hornfels; 2 – gabbros, diorites; 3 – porphyroic granites; 4 – coarse granites; 5 – granite-porphyrus; 6 – aplites; 7 – fracture zones; 8 – greisen bodies; 9 – off-scale greisenization zones; 10 – crushing zones; 11 – geological boundaries; 12 – old workings and dumps and their numbers on the map; 13 – out-of-scale workings and their numbers. Mine workings on the map: 1 – Podnebesnykh, 2 – Novikovskaya, 3 – Belotopazovaya, 4 – Melekhinskaya-1, 5 – Melekhinskaya-2, 6 – Geliodorovaya, 7 – Lizkina Yama, 8 – Melekhinskaya, 9 – Kondratyevskaya, 10 – Zolotoy Mys, 11 – Lukavo-Zolotaya, 12 – Millionnaya, 13 – Zolotoy otrog

Химический состав определен методом нейтронно-активационного анализа (ИНАА), являющимся современным высокочувствительным видом анализа на исследовательском реакторе ИРТ-Т в ядерно-геохимической лаборатории (ЯГЛ) ТПУ (аттестат ак-

кредитации № РОСС RU.0001.518623 от 10.10.2011 г., аналитики – с.н.с. Судыко А.Ф., Богутская Л.Ф.). Плотность потока тепловых нейтронов в канале облучения составляла  $2 \cdot 10^{13}$  нейтр./ $(\text{см}^2 \cdot \text{с})$ . Продолжительность облучения проб 20 часов. Измерение произ-

водилось на многоканальном анализаторе импульсов АМА 02Ф с полупроводниковым Ge-Li детектором. Этим методом определены содержания Na, Ca, Sc, Cr, Fe, Co, Zn, As, Br, Rb, Sr, Ag, Sb, Cs, Ba, La, Ce, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu, Hf, Ta, Au, Th, U согласно инструкции НСАМ ВИМС № 410-ЯФ. Внутренний контроль показал удовлетворительную сходимость результатов. Кроме того, эти же элементы, кроме брома и золота, определены методом ICP MS в лаборатории SGS Восток-лимитед, что показало удовлетворительную сходимость результатов. Руководитель А. Шацкий. Всего выполнен анализ 31 кристалла и 8 их фрагментов.

### Результаты и их обсуждение

Результаты анализов кристаллов берилла представлены в табл. 1. Из неё видно, что концентрации химических элементов достаточно вариабельны.

Для определенных групп химических элементов, которые могут входить в структуру берилла изоморфно или как неструктурные примеси, выполнено изучение их возможных взаимосвязей. Известно [1–4, 6, 22–26], что изоморфными примесями в берилл могут быть Fe, Cr, V, Sc, Mn, Na, Cs, Li и некоторые другие.

**Таблица 1.** Содержания элементов-примесей в кристаллах берилла

**Table 1.** Content of impurity elements in beryl crystals

Образец Sample	Элемент и его содержание, мас. % Element and its content, wt. %			Элемент и его содержание, ppm Element and its content, ppm				Месторождение Deposit
	Fe	Na	Cs	U	Th	Au	Co	
ОР-1	0,648	0,456	0,081	0,060	<0,10	0,099	0,91	Орловское Orlovskoe
ОР-5	0,332	0,276	0,058	0,711	0,08	0,090	0,48	
ОР-7	0,378	0,295	0,053	1,183	0,47	0,057	0,13	
ОР-1-1	0,510	0,371	0,075	0,120	0,20	–	0,70	
ОР-5-1	0,310	0,237	0,054	0,260	0,20	–	<0,50	
ОР-7-1	0,290	0,245	0,047	0,160	0,10	–	<0,50	
СП-18	0,284	0,488	0,131	4,355	0,13	<0,005	<0,20	
СП-18-1	0,240	0,423	0,117	2,640	<0,10	–	<0,50	Саханайское Sakhanayskoe
СХ-18-01	0,526	0,266	0,038	1,597	1,43	<0,005	0,43	
СХ-18-01-1	0,450	0,237	0,037	0,300	1,00	–	0,60	Шерловая Гора Sherlovaya Gora
ШГ-10/174	0,628	0,058	0,076	2,168	1,31	0,030	0,93	
ШГ-12/151	0,420	0,050	0,031	0,564	<0,10	0,027	0,26	
ШГ-12/153	0,388	0,039	0,017	0,306	1,23	0,005	0,10	
ШГ-12/151-1	0,340	0,047	0,033	0,050	0,30	–	<0,50	
ШГ-12/153-1	0,330	0,054	0,019	0,090	0,20	–	<0,50	
ШГ-12/213	0,810	<0,100	0,055	5,059	20,04	0,017	<0,20	
ШГ-12/213-1	0,720	0,052	0,056	4,930	12,70	–	<0,50	
ШГ-12имп	0,433	0,075	0,016	1,842	0,19	0,031	0,28	
ШГ-14имп	0,340	0,041	0,022	0,873	<0,10	0,002	<0,20	
ШГ-15имп	0,394	0,042	0,023	0,989	<0,10	0,010	0,52	
ШГ-16/20	0,735	0,155	0,044	0,777	0,52	0,012	<0,20	
ШГ-16/20-1	0,650	0,142	0,044	0,140	0,20	–	0,60	
ШГ-17/100-2	0,650	0,056	0,067	0,759	<0,10	0,007	0,52	
ШГ-17/104	0,096	0,046	0,061	1,320	<0,10	0,115	<0,20	
ШГ-17/104-1	0,53	0,052	0,061	0,070	<0,10	–	<0,50	
ШГ-17имп	0,096	0,061	0,106	0,931	0,01	0,021	<0,20	
ШГ-18/20	0,331	0,187	0,210	1,443	0,09	0,008	0,27	
ШГ-18/20-1	0,500	0,148	0,027	0,600	0,10	–	<0,50	
ШГ-18/23	0,697	0,061	0,036	1,555	0,05	<0,005	<0,20	
ШГ-18-21	0,506	0,058	0,041	1,491	<0,10	0,007	0,29	
ШГ-18-21-1	0,480	0,052	0,043	0,240	<0,10	–	<0,50	
ШГ-18имп	0,619	0,054	0,056	0,474	0,29	0,085	0,07	
ШГ-21имп	0,566	0,085	0,075	3,753	1,61	0,044	0,49	
ШГ-23имп	0,767	0,058	0,031	2,981	14,67	0,057	0,17	
ШГ-24имп	0,536	0,061	0,056	0,284	<0,10	0,425	0,23	
ШГ-27имп	0,633	0,063	0,039	10,02	1,13	0,043	<0,20	
ШГ-28имп	0,710	0,038	0,038	1,162	<0,10	0,012	0,27	
ШГ-4имп	0,460	0,081	0,022	1,214	<0,10	0,037	<0,20	
ШГ-7имп	0,411	0,139	0,061	1,813	0,25	0,020	0,50	
Образец Sample	Элемент и его содержание/Element and its content, ppm							Месторождение Deposit
	Rb	As	Zn	Cr	Hf	Sb	Sc	
ОР-1	142,85	5,628	172,3	<0,50	0,44	<0,1	26,2	Орловское Orlovskoe
ОР-5	77,70	0,006	211,5	<0,50	0,06	0,01	8,01	
ОР-7	100,09	<0,500	155,7	1,57	0,15	0,13	16,9	
ОР-1-1	117,00	0,0005	127,0	0,001	–	<0,5	20,0	
ОР-5-1	78,00	0,0005	166,0	<0,001	–	<0,5	10,0	
ОР-7-1	78,30	0,0005	117,0	<0,001	–	<0,5	20,0	
СП-18	18,54	21,586	105,4	<0,50	<0,02	0,036	0,8	
СП-18-1	19,60	0,002	74,0	<0,001	–	<0,5	10,0	Спокойнинское Spokoyninskoe
СХ-18-01	34,27	0,375	181,3	1,17	0,15	0,12	2,3	Саханайское Sakhanayskoe
СХ-18-01-1	28,60	0,0005	145,0	<0,001	–	<0,5	10,0	

ШГ-10/174	72,37	4,419	<2,0	<0,50	1,54	1,27	136,8	Шерловая Гора Sherlovaya Gora		
ШГ-12/151	<1,00	<0,500	124,9	<0,50	0,05	0,42	22,0			
ШГ-12/153	7,27	2,092	107,3	1,21	0,42	0,18	13,0			
ШГ-12/151-1	5,60	0,0005	55,0	0,002	–	<0,5	150,0			
ШГ-12/153-1	5,30	0,0005	81,0	<0,001	–	<0,5	140,0			
ШГ-12/213	37,54	31,21	188,9	6,32	6,80	1,10	87,7			
ШГ-12/213-1	32,60	0,004	86,0	0,001	–	2,2	70,0			
ШГ-12имп	1,49	0,906	196,7	<0,50	0,06	0,23	4,4			
ШГ-14имп	0,12	<0,5	90,6	<0,50	0,08	0,14	9,7			
ШГ-15имп	<1,00	0,788	92,3	<0,50	0,19	<0,1	15,5			
ШГ-16/20	<1,00	4,159	120,4	3,17	0,22	0,34	46,5			
ШГ-16/20-1	17,60	0,0005	60,0	0,001	–	<0,5	40,0			
ШГ-17/100-2	<1,00	<0,500	116,6	<0,50	3,05	<0,1	52,6			
ШГ-17/104	6,55	<0,500	75,2	<0,50	0,20	<0,1	51,1			
ШГ-17/104-1	12,40	0,0005	45,0	<0,001	–	<0,5	40,0			
ШГ-17имп	5,77	<0,5	125,6	<0,50	0,08	0,02	5,4			
ШГ-18/20	<1,00	19,876	169,4	<0,50	0,19	0,17	13,7			
ШГ-18/20-1	5,60	0,002	161,0	0,001	–	<0,5	20,0			
ШГ-18/23	7,50	3,550	100,8	0,59	0,081	<0,1	29,8			
ШГ-18-21	<1,00	11,926	116,3	8,84	0,49	<0,1	37,2			
ШГ-18-21-1	14,80	0,001	43,0	0,002	–	<0,5	30,0			
ШГ-18имп	3,64	2,080	155,4	<0,50	0,98	0,20	77,2			
ШГ-21имп	2,25	9,522	128,3	7,37	10,07	0,41	75,6			
ШГ-23имп	13,17	1,968	126,7	<0,50	0,03	0,11	18,7			
ШГ-24имп	1,55	4,442	128,7	<0,50	0,04	0	89,3			
ШГ-27имп	6,80	44,003	129,3	<0,50	41,67	0,93	66,5			
ШГ-28имп	<1,00	3,103	105,1	<0,50	<0,02	0,13	47,0			
ШГ-4имп	5,54	0,571	194,8	<0,50	0,09	<0,1	3,4			
ШГ-7имп	37,58	<0,500	204,0	<0,50	0,55	0,29	108,5			
Образец Sample	Элемент и его содержание/Element and its content, ppm								Месторождение Deposit	
ОР-1	0,969	2,010	<0,2	0,442	0,180	<0,1	0,910		0,113	Орловское Orlovskoe
ОР-5	0,170	<1	<0,2	0,089	0,285	0,090	0,182		0,042	
ОР-7	0,282	1,120	<0,2	0,267	0,318	0,064	0,489	0,067		
ОР-1-1	0,8	1,5	1,1	0,4	0,06	0,10	0,5	0,09		
ОР-5-1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,05	<0,05	0,1	<0,05		
ОР-7-1	0,1	0,3	0,3	0,3	<0,05	0,11	0,5	0,06		
СП-18	0,237	0,432	24,07	<0,2	0,481	<0,1	<0,01	<0,05	Спокойнинское Spokoyninskoe	
СП-18-1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,05	<0,05	<0,1	<0,05		
СХ-18-01	1,176	2,812	<0,2	0,373	0,477	0,067	0,338	0,136	Саханайское Sakhanayskoe	
СХ-18-01-1	0,9	1,8	1,2	0,4	0,06	0,08	0,5	0,07		
ШГ-10/174	0,939	3,454	<0,2	0,174	0,087	<0,1	<0,01	0,470	Шерловая Гора Sherlovaya Gora	
ШГ-12/151	0,003	<1	1,792	0,056	0,176	<0,1	0,032	0,017		
ШГ-12/153	1,033	2,776	0,254	0,258	0,229	<0,1	<0,01	0,052		
ШГ-12/151-1	<0,5	0,2	<0,1	<0,1	<0,05	<0,05	<0,1	<0,05		
ШГ-12/153-1	<0,5	0,3	<0,1	<0,1	<0,05	<0,05	<0,1	<0,05		
ШГ-12/213	11,347	27,16	15,30	2,650	0,584	0,104	0,930	0,219		
ШГ-12/213-1	9,4	18,5	9,4	2,5	0,05	0,32	1,1	0,17		
ШГ-12имп	0,162	1,024	<0,2	<0,2	0,258	<0,1	0,047	0,014		
ШГ-14имп	0,105	0,972	<0,2	0,044	0,268	<0,1	0,040	0,013		
ШГ-15имп	0,045	<1	<0,2	0,011	0,246	<0,1	0,004	<0,05		
ШГ-16/20	0,774	<1	0,397	0,050	0,121	0,658	0,359	0,191		
ШГ-16/20-1	0,8	1,3	1,2	0,4	0,05	0,08	0,4	0,10		
ШГ-17/100-2	0,087	2,615	1,043	0,173	0,190	0,073	0,142	0,168		
ШГ-17/104	0,223	1,657	<0,2	<0,2	<0,1	0,237	<0,01	0,050		
ШГ-17/104-1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,05	<0,05	<0,1	<0,05		
ШГ-17имп	0,106	0,221	<0,2	<0,2	0,318	0,017	0,001	0,002		
ШГ-18/20	0,210	1,180	<0,2	0,188	0,203	0,113	1,010	0,087		
ШГ-18/20-1	0,1	<0,1	0,3	0,3	<0,05	0,15	0,7	0,12		
ШГ-18/23	0,244	0,155	<0,2	0,044	0,129	<0,1	<0,01	0,019		
ШГ-18-21	0,495	0,576	1,580	0,031	0,206	<0,1	0,066	<0,05		
ШГ-18-21-1	<0,1	<0,1	0,1	<0,1	<0,05	<0,05	0,2	<0,05		
ШГ-18имп	<0,1	<1	<0,2	0,107	0,084	0,605	0,704	0,287		
ШГ-21имп	<0,1	0,839	<0,2	0,076	0,083	0,256	0,623	0,211		
ШГ-23имп	10,781	22,954	8,807	3,901	0,506	<0,1	0,368	0,043		
ШГ-24имп	0,364	<1	3,532	0,075	0,070	<0,1	0,045	0,037		
ШГ-27имп	1,124	3,064	<0,2	<0,2	<0,1	<0,1	2,101	0,330		
ШГ-28имп	0,052	0,504	<0,2	<0,2	0,276	<0,1	<0,01	0,114		
ШГ-4имп	0,142	0,289	1,866	0,020	0,343	0,002	0,014	<0,05		
ШГ-7имп	0,471	<1	<0,2	0,219	<0,1	<0,1	0,264	0,219		

На рис. 3, 4 представлено распределение щелочных элементов в кристаллах различной окраски. Они, по данным [1, 22–26], входят в состав берилла в каче-

стве компенсаторов зарядов и наряду с ОН-группой располагаются в каналах, образуемых кольцами кремнекислородных тетраэдров.

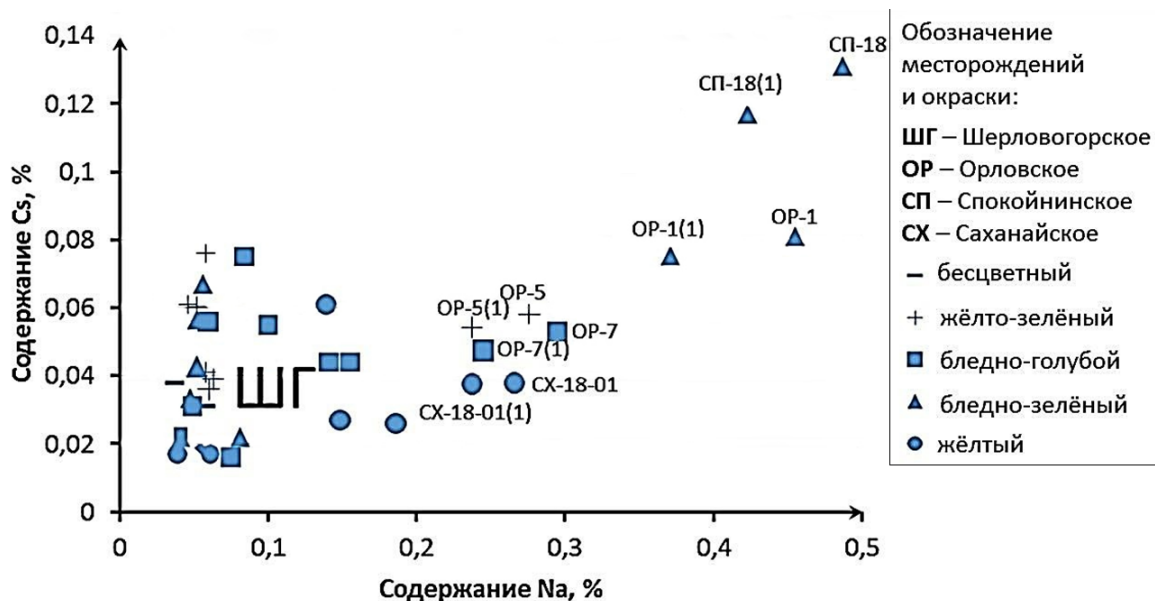


Рис. 3. Тренд зависимости содержаний натрия и цезия в кристаллах берилла  
 Fig. 3. Trend of dependence of sodium and cesium contents in beryl crystals

По уменьшению средних содержаний натрия и цезия в кристаллах берилла месторождения выстраиваются в ряд: Спокойнинское (средние содержания соответственно (ppm) – 4880 и 1313,4), Орловское (3430 и 638,7), Саханайское (2660 и 380,5), Шерловая Гора (720 и 413,8). Максимальное среднее содержание рубидия обнаружено в берилле Орловского, а минимальное – Шерловой Горы.

Рассмотрение соотношений щелочных элементов, выполняющих роль компенсаторов дефицита зарядов, показало, что между содержаниями цезия и натрия для всего массива проб намечается прямая связь (рис. 3). Но для кристаллов Шерловой Горы она не прослеживается, и весь массив данных имеет форму треугольника, обозначенного на рис. 3 буквами ШГ, ограничивающего содержания натрия в пределах 0,04–0,19 % и цезия 0,008–0,078 %. При этом содержания этих элементов, особенно натрия в кристаллах берилла Шерловой Горы, существенно меньше, чем таковых из других месторождений. Причину этого еще предстоит выяснить. Минимальны содержания натрия и цезия в бесцветных кристаллах и максимальны в бледно-салатно-зеленых Спокойнинского и Орловского месторождений. В целом содержания этих элементов возрастают в ряду слюдисто-кварцево-берилловые грейзены и миароловые граниты → пегматиты → сидерофиллит-кварцевые грейзены.

Относительно рубидия (рис. 4) эта тенденция сохраняется, но его содержания характеризуются весьма широкими пределами для кристаллов Шерловой Горы (10–90 ppm) при относительно небольшом содержании натрия (400–1400 ppm) (табл. 1). Содержания рубидия в кристаллах берилла из сидерофиллит-кварцевых грейзенов Спокойнинского месторожде-

ния вольфрама не превышают средних содержаний его в берилле грейзенов и миароловых полостей Шерловой Горы, отличаясь существенно высоким содержанием натрия. Содержание рубидия в берилле из пегматитов Саханайского и Орловского месторождений существенно выше таковых для грейзенов и находятся в пределах 60–110 ppm. При этом в желтом берилле Саханайского месторождения камерных пегматитов содержания его ниже таковых в кристаллах берилла редкометалльных пегматитов Орловского месторождения и почти не зависят от их окраски. Берилл Орловского месторождения отличается максимальными содержаниями рубидия и высокими натрия (табл. 1). Весьма показательны соотношения содержаний рубидия и цезия (рис. 4).

Прослеживается генеральная положительная связь между их содержаниями, особенно четко проявленная в ряду кристаллов из пегматитов, которая подчеркивает возрастание содержания обоих элементов в редкометалльных (Орловское) пегматитах по сравнению с камерными (Саханайское). При этом в кристаллах из пегматитов они минимальны в их желтых разновидях, несколько возрастая в желто-зеленых и бледно-голубых, достигая максимума в бледно-зеленых. В кристаллах из полостей в жильных телах в слюдисто-берилл-топаз-кварцевых грейзенов Шерловой Горы эта тенденция не проявлена.

Кристаллы берилла из сидерофиллит-кварцевых грейзенов Спокойнинского месторождения отличаются максимальными содержаниями цезия при минимальном содержании рубидия и тенденцией к обратной зависимости между ними в ряду: сидерофиллит-кварцевые грейзены (Спокойнинское) → редкометалльные (Орловское) пегматиты. Кристаллы бе-

рилла Шерловой Горы содержат, таким образом, минимум щелочных металлов. Полученные различия тенденций во взаимосвязях между цезием и рубидием

в пегматитах и грейзенах определяются тем, что натрий преимущественно изоморфно замещается цезием, а калий – рубидием.

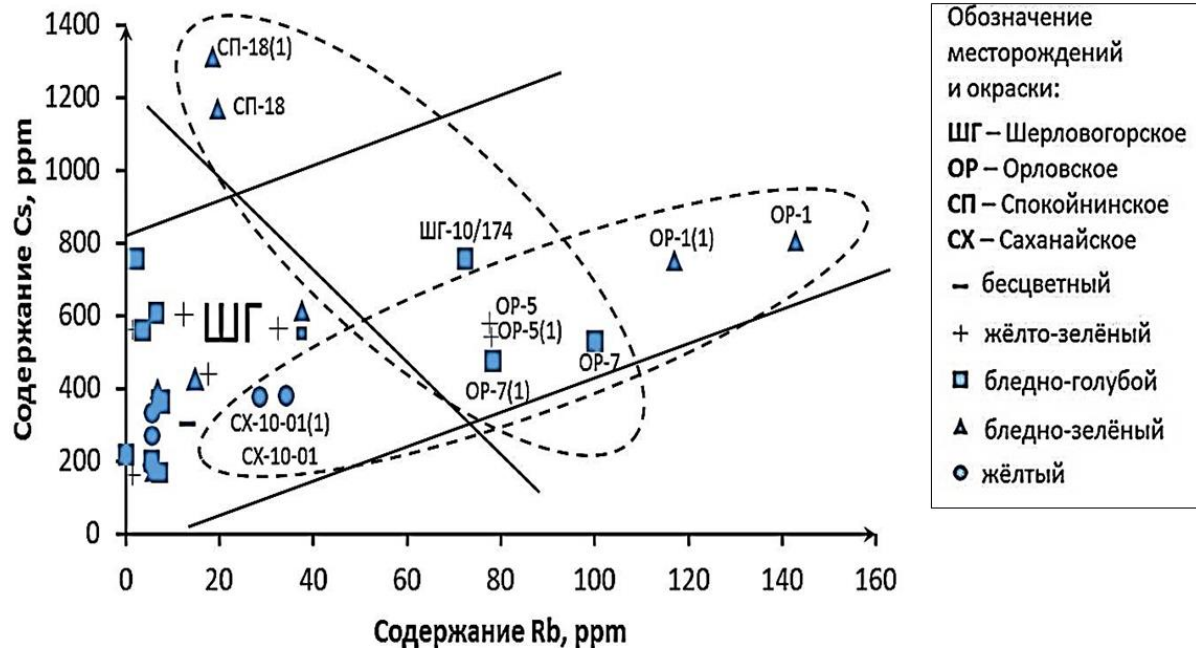


Рис. 4. Зависимость содержаний цезия и рубидия в кристаллах берилла  
 Fig. 4. Dependence of cesium and rubidium contents in beryl crystals

Из типичных изоморфных примесей в берилле, входящих в его структуру [9, 10, 25, 26], установлены железо, хром, скандий. Средние содержания их даны в табл. 2. Наиболее обогащены железом кристаллы берилла Саханайского месторождения и Шерловой Горы, а минимальны его содержания в берилле Спокойнинского месторождения. При этом содержание его возрастает в ряду сидерофиллит-кварцевые (Спокойнинское) → слюисто-берилл-топаз-кварцевые (Шерловая Гора) грейзены и камерные (Саханай) → редкометалльные (Орловское) пегматиты. Также в грейзенах ведут себя хром и скандий, что, как было показано в [10], обусловлено прямой связью между содержаниями железа и скандия в берилле на примере Шерловой Горы. Сравнительно высокое содержание хрома в берилле Шерловой Горы свидетельствует о присутствии среди них изумруда, хромофором которого наряду с хромом является ванадий [10].

Таблица 2. Средние содержания изоморфных элементов, замещающих в кристаллах берилла алюминий

Table 2. Average content of isomorphous elements, the residual crystals of beryl aluminium

Месторождение Deposit	Элемент и его содержание, ppm Element and its content, ppm		
	Fe	Cr	Sc
	Спокойнинское Spokoyninskoe	2840	<0,5
Шерловая Гора Sherlovaya Gora	5250	4,58	46,03
Орловское/Orlovskoe	4530	1,57	17,05
Саханайское/Sakhanayskoe	5260	1,17	2,33

Содержания хрома варьируют от 0,5 ppm до 8,9. При этом почти все значащие числа содержаний принадлежат бледно-голубым кристаллам, в меньшей мере – бледно-зеленым, зеленая составляющая в которых визуалью почти не отмечается. Но максимальное содержание хрома, в сравнении с другими изученными кристаллами, обнаружено в одном желто-зеленом кристалле, где хром ассоциирует с железом, вероятно, в трехвалентной форме [10] и табл. 2.

Одной из особенностей изученных кристаллов берилла являются нетипичные для него примеси цинка, кобальта, золота, мышьяка и сурьмы (табл. 3)

Таблица 3. Содержание нетипичных примесей в берилле  
 Table 3. Content of atypical impurities in beryl

Месторождение Deposit	Элемент и его содержание, ppm Element and its content, ppm				
	Zn	Co	Au	As	Sb
Саханайское Sakhanayskoe	181,3	0,432	<0,005	0,375	0,118
Орловское/Orlovskoe	179,8	0,511	0,082	2,817	0,07
Шерловая Гора Sherlovaya Gora	133,2	0,353	0,048	9,038	0,375
Спокойнинское Spokoyninskoe	105,4	<0,2	<0,005	21,586	0,036

Максимальные содержания цинка и кобальта присущи бериллу пегматитов (Саханайское и Орловское месторождения), а минимальные – грейзенам Спокойнинского месторождения. Золото в сверхкларковых содержаниях установлено в берилле Орловского месторождения и Шерловой Горы. Относительно высокие содержания золота, мышьяка и сурьмы в берилле Шерловой Горы вполне закономерны, так как на руд-

ные тела вольфрамит-висмутин-берилл-кварцевого состава здесь наложена поздняя олово-полиметаллическая минерализация с арсенопиритом, связанная с формированием крупного месторождения сульфидно-касситерит-силикатной формации Сопка Большая [14, 17, 20, 21], больше известным как Шерловогорское. Общая тенденция к положительной связи содержаний золота и кобальта (рис. 5) может свидетельствовать об их едином глубинном магматическом источнике. Исключение составляют пробы ШГ-

18 имп и ШГ-24 имп, содержащие максимальное количество золота и низкое кобальта. Обе эти пробы происходят из жил Шерловой Горы, содержащих, наряду со сфалеритом и галенитом, висмутин, с которым ассоциирует золото, и не более 1–2 % арсенопирита, содержащего кобальт. Примесь золота в берилле Орловского месторождения может быть обусловлена присутствием в пегматитах висмутина, нередко содержащего теллур, с которым имеет обыкновение связываться золото.

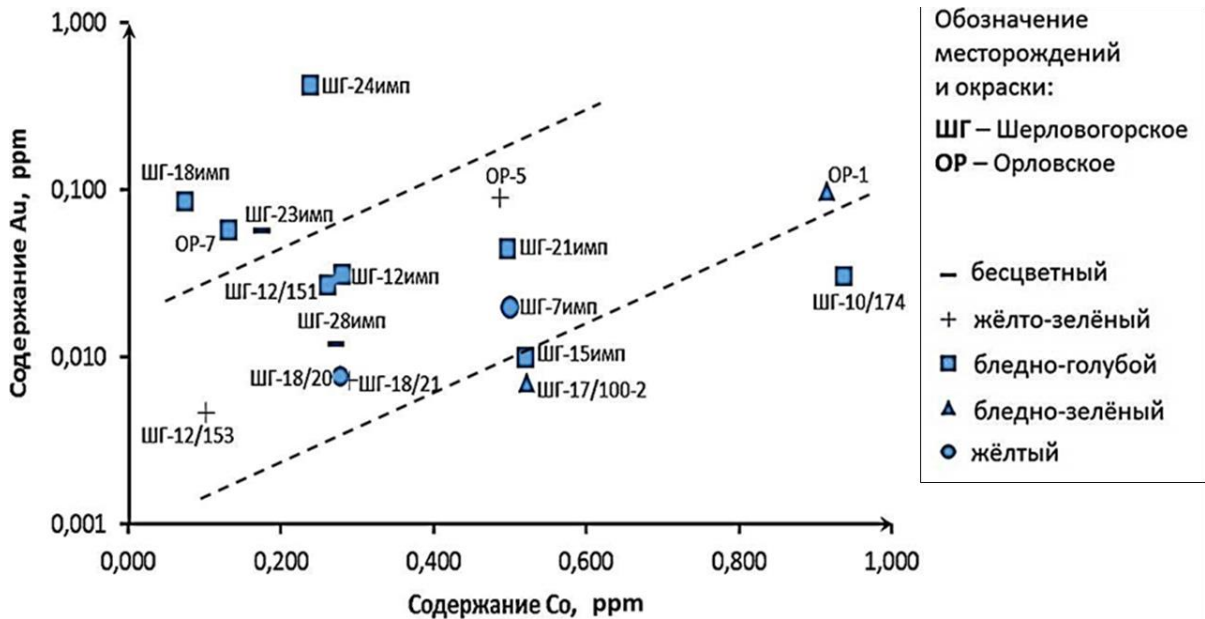


Рис. 5. Тренд тенденции к прямой связи содержаний золота и кобальта в берилле  
 Fig. 5. Trend of the tendency to direct relation of gold and cobalt contents in beryl

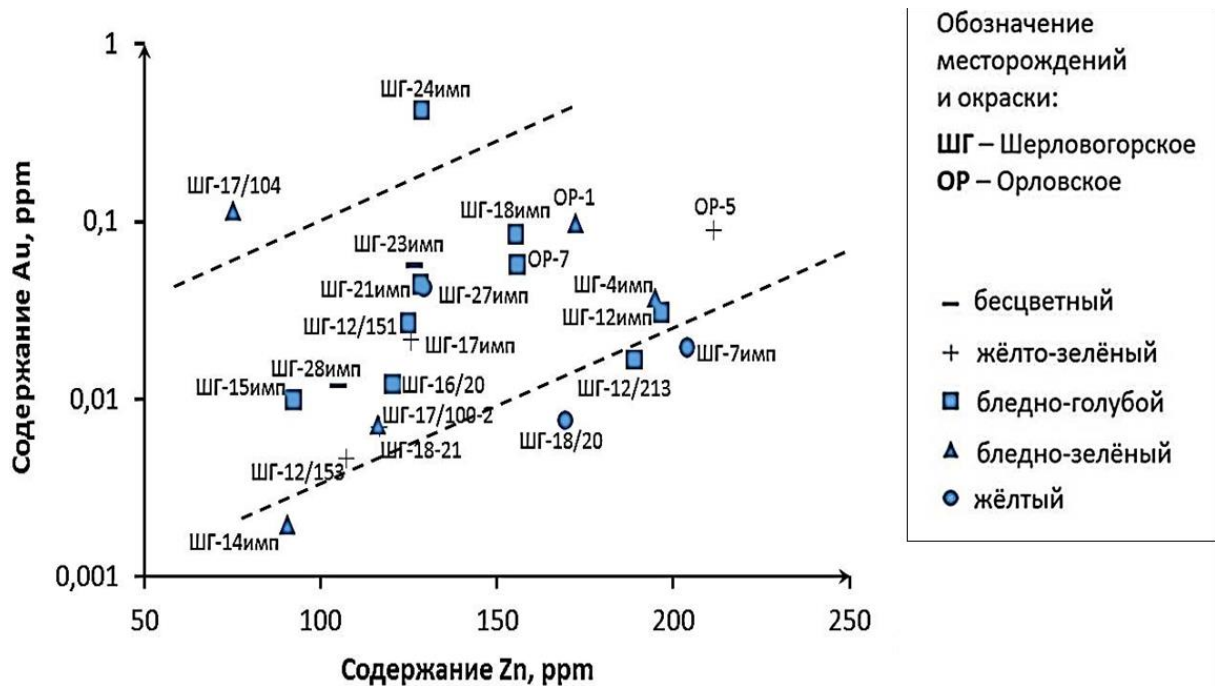


Рис. 6. Тренд тенденции к прямой зависимости содержаний золота и цинка  
 Fig. 6. Trend of the tendency to direct dependence of gold and zinc contents

Как видно на рис. 6, содержание золота также имеет тенденцию к прямой связи с цинком, указывая на присутствие этих элементов в рудообразующих флюидах, формирующих всю рудную колонну, верхняя эродированная касситеритовая часть которой содержала и халькофилы. Во всяком случае, большинство из определенных в берилле Шерловой Горы химических элементов присутствовали в минералообразующих флюидах [27].

Весьма интересен факт присутствия в берилле сверхкларковых содержаний мышьяка (табл. 3) Максимальные его содержания установлены в берилле кварцево-вольфрамитовых жил в сидерофиллит-кварцевых грейзенах Спокойнинского месторождения. Это соответствует тому, что в продуктивных жилах этого месторождения присутствует сульфидная ассоциация. Более того, на современном уровне эрозии вскрыта относительно глубокая часть рудной колонны, характеризовавшейся четкой вертикальной зональностью. До 1939 г. Спокойнинское месторождение разрабатывалось как касситерит-силикатное, в рудах которого присутствовали сульфиды и с которыми связаны отработанные в первой половине XX в. оловоносные россыпи. Зависимости между содержаниями цинка и мышьяка для всех образцов не выявлено. Ожидаемая прямая зависимость проявляется лишь для кристаллов, где содержания мышьяка существенно более 5 ppm, что характерно для кристаллов с Шерловой Горы и отдельных проб Спокойнинского и Орловского месторождений.

Уран и торий в рассматриваемых кристаллах берилла образуют различные концентрации (табл. 1): максимальные средние содержания урана (4,355 ppm) присущи бериллу Спокойнинского месторождения, минимальные (0,651 ppm) – Орловского. В берилле грейзенов Шерловой Горы и камерном пегматите Са-

ханайского средние содержания урана составляют (ppm), соответственно, 1,899 и 1,597. В целом содержания урана в изученных кристаллах берилла в 1,5–2 раза выше его кларка для земной коры. В отличие от урана, содержания тория в изученных кристаллах берилла существенно ниже кларка и средние его значения находятся в пределах (ppm) от 0,138 для кварц-мусковитовых грейзенов Спокойнинского месторождения до 3,187 кварц-топазовых грейзенов Шерловой Горы. Средние содержания тория в берилле пегматитов составляют: для Саханайского 1,43 ppm и Орловского 0,283 ppm. Уран-ториевое отношение максимально для берилла Спокойнинского (31,56) и минимально для берилла Шерловой Горы (0,60). В берилле пегматитов Саханайского (1,12) и Орловского (2,3) месторождений уран преобладает над торием. Анализ этих данных свидетельствует о том, что существует четкая тенденция уменьшения содержания урана в слюдисто-берилл-топаз-кварцевых жильных телах (Шерловая Гора) по сравнению с сидерофиллит-берилл-вольфрамит-кварцевыми (Спокойнинское). Максимальные содержания тория установлены в кристаллах берилла слюдисто-берилл-топаз-кварцевых тел (Шерловая Гора). При этом проявлена тенденция уменьшения уран-ториевого отношения в рядах: сидерофиллит-кварцевые (Спокойнинское) → слюдисто-берилл-топаз-кварцевые (Шерловая Гора) грейзены и редкометалльные (Орловское) → камерные (Саханай) пегматиты.

Факт минимального содержания урана в берилле пегматитов по сравнению с таковыми грейзенов может свидетельствовать о длительности его нахождения в миграционном состоянии по сравнению с торием. В целом наблюдается тенденция к прямой зависимости между содержаниями U и Th в изученных кристаллах берилла (рис. 7).

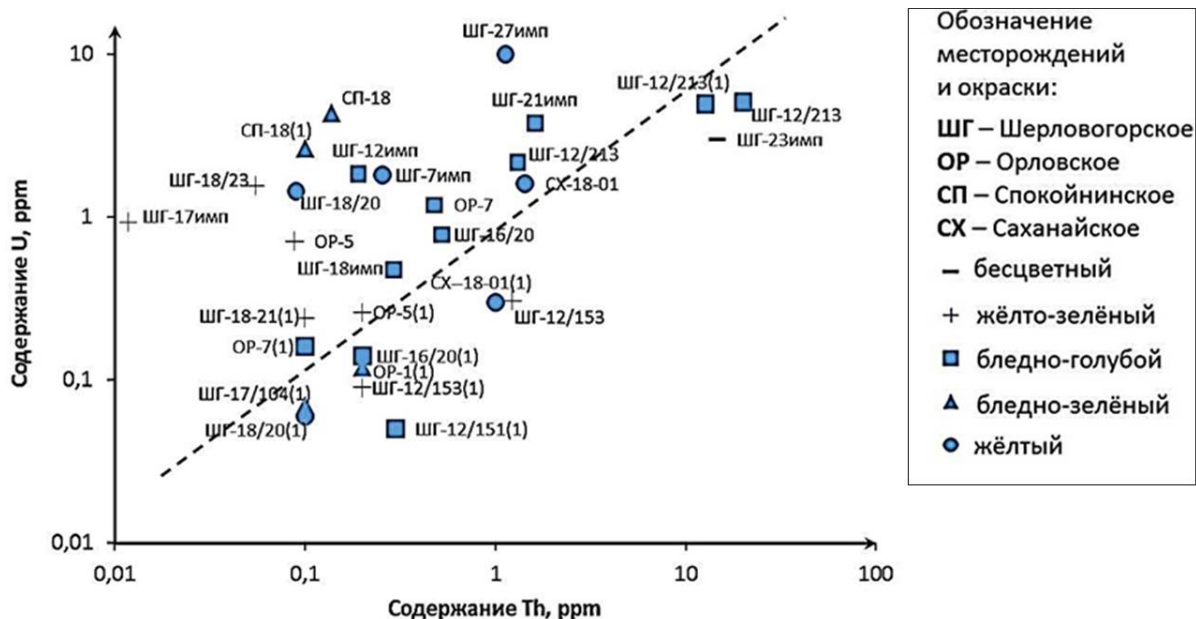


Рис. 7. Соотношения содержания урана и тория в кристаллах берилла  
 Fig. 7. Ratios of uranium and thorium content in beryl crystals

Анализ этого рисунка показывает, что четче всего это проявлено в массиве бледно-голубых кристаллов Шерловой Горы. Для желто-зеленых и желтых она не проявлена, и намечается обратная связь. Это может быть обусловлено относительно высокой примесью окисного железа в гелиодорах, которое избирательно сорбирует более подвижный в гидротермальных условиях уран по сравнению с торием (рис. 7). Намечается обратная связь между ураном и торием в желто-зеленых кристаллах, что может быть связано с

преимущественным накоплением урана вместе с железом. Вероятность связи содержаний урана с железом показана на рис. 8. Достаточно четко она выражена для желтых и желто-зеленых кристаллов, в которых наблюдаются зоны перерыва в росте, где накапливается окисленное железо и циркон, как показано в [10, 28]. Исключение составляют образцы Ор-1с высоким содержанием железа в кристалле, лишенном его неструктурной примеси, изоморфной, с которой не связан уран.

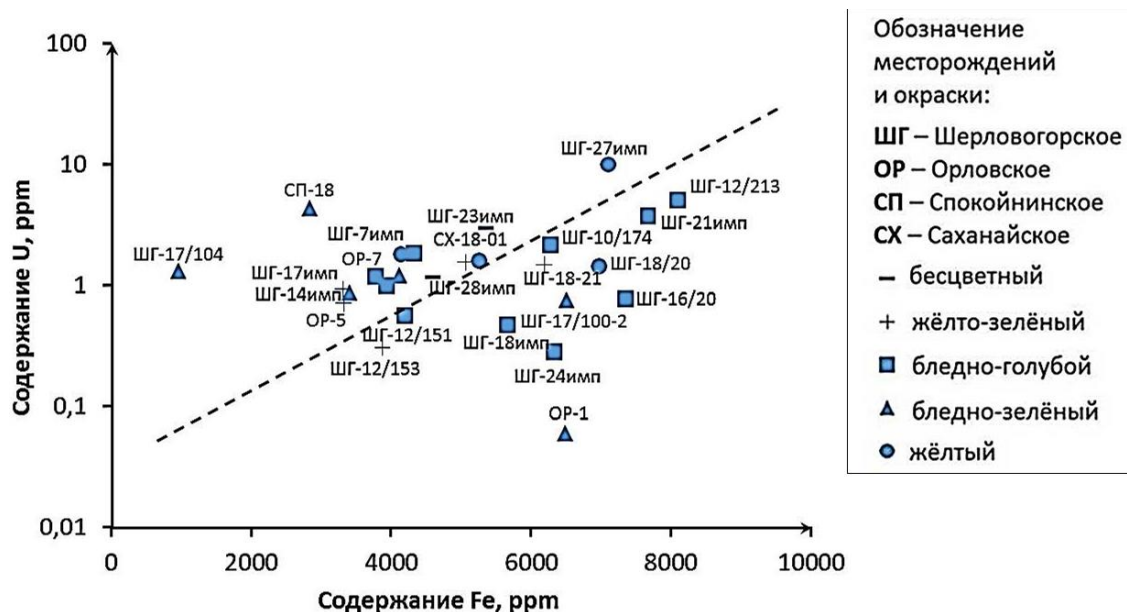


Рис. 8. Соотношение содержаний урана и железа в берилле  
 Fig. 8. Ratio of uranium and iron in beryl

Для подхода к объяснению возможной связи содержаний тория с цирконом в берилле, что нами было описано в [28], на рис. 9 показана тенденция к зависимости содержаний тория и гафния – обычного компонента циркона. Как видно, существует тенденция к

прямой связи его содержаний с торием. Исключение составляет бесцветный кристалл (ШГ-23 имп) с тонкой примесью флюидных включений.

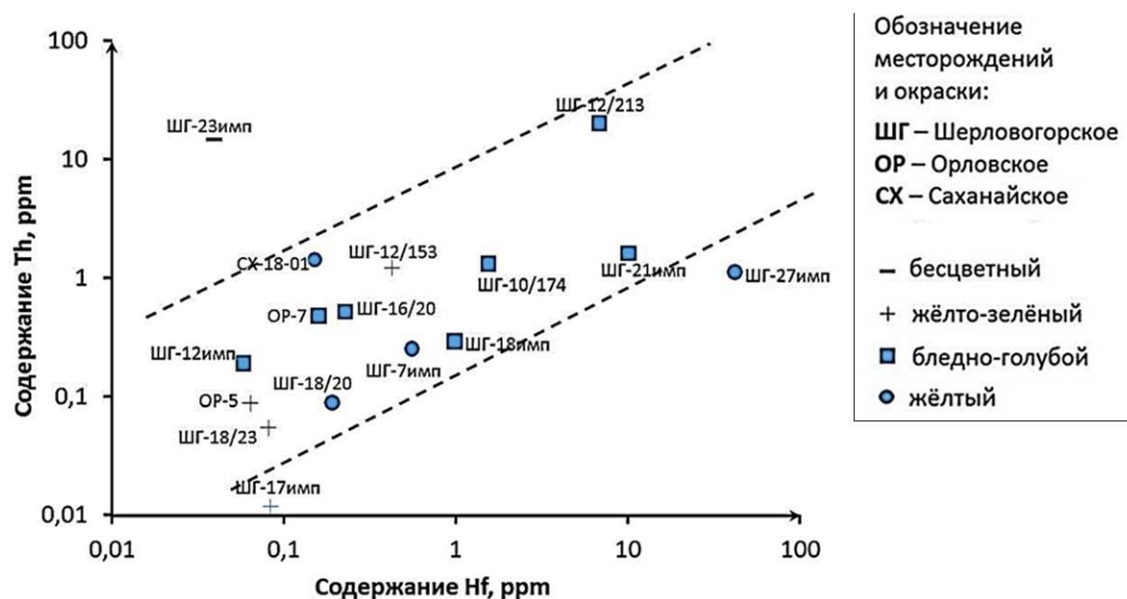


Рис. 9. Тенденция к прямой связи содержаний тория и гафния в кристаллах берилла  
 Fig. 9. Tendency to a direct relationship of thorium and hafnium contents in beryl crystals



Имеющиеся данные о химическом составе флюидных включений в берилле Шерловой горы [27] показали, что все рассмотренные выше химические элементы присутствуют в них в концентрациях, достаточных для их определения. Установлено, что берилл Шерловой Горы формируется в результате эволюции остаточных расплавов с отделением высокотемпературных флюидов с высокой долей магматогенных компонентов в температурном интервале 633–247 °С. Эти флюиды содержали (%) мышьяк (0,95–6,3), рубидий (0,01–1,2), цезий (0,01–1,7), литий (0,2–3,0), сурьму, цинк, кадмий, свинец, торий, уран, железо, кобальт, никель, хром, ванадий, иттрий, цирконий, гафний, редкие земли и другие элементы [27].

Из табл. 1 видно, что нейтронно-активационным методом определены содержания лишь восьми редкоземельных элементов. На рис. 10 показано распределение их содержаний по кристаллам различной окраски. Для определения РЗЭ методом ISP MS было недостаточно материала для всего массива проб.

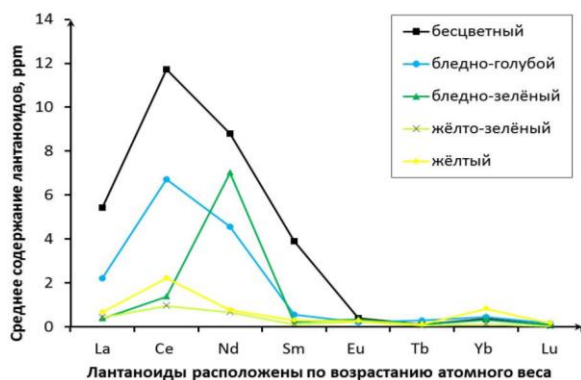


Рис. 10. РЗЭ в кристаллах берилла разной окраски  
 Fig. 10. REE in beryl crystals of different colors

Однозначно проявлена тенденция к относительно высокому накоплению легких РЗЭ относительно тяжелых. При этом для всех цветовых разностей, кроме бледно-зеленых, типичен цериевый максимум. Средние содержания тяжелых РЗЭ не превышают 1 ppm. Наибольшие содержания присущи иттербию. Бледно-зеленые отличаются максимальным содержанием неодима, хотя высокие его содержания типичны также для бесцветных и бледно-голубых разностей.

В целом содержания легких РЗЭ возрастают в ряду: желтые → желто-зеленые → бледно-зеленые → бледно-голубые → бесцветные. Эта особенность может быть связана с тем, что последовательность образования цветовых разновидностей берилла, от бесцветных в начале процесса до желтых (гелиодор) в конце, отображает уменьшение содержаний РЗЭ в минералообразующей системе в этом направлении. Это и может определять вероятность захвата их кристаллами берилла [7].

#### Выводы

1. Установлен широкий диапазон концентраций элементов-примесей в кристаллах берилла различного цвета сидерофиллит-кварцевых (Спокойнинское месторождение вольфрама) и слюдисто-

берилл-топаз-кварцевых (Шерловая Гора) грейзенов, а также редкометалльных (Орловское) и камерных (Саханайское) пегматитов.

- Кристаллы берилла слюдисто-берилл-топаз-кварцевых (Шерловая Гора) грейзенов отличаются низкими содержаниями натрия и цезия по сравнению с таковыми из сидерофиллит-кварцевых грейзенов и пегматитов. Рубидий примерно в равной мере присутствует в кристаллах берилла всех изученных месторождений независимо от окраски.
- Впервые в кристаллах берилла обнаружено золото, содержания которого имеют тенденцию к связи с кобальтом и цинком, что вполне правомерно. Мышьяк, изоморфное вхождение которого в берилл маловероятно, также имеет тенденцию к связи с цинком и кобальтом. Все халькофилы и элементы V группы Периодической системы (мышьяк, сурьма, висмут) присутствуют во флюидных включениях в берилле Шерловой Горы [27], и присутствие их в нем обусловлено геохимическими особенностями минералообразующих систем этого месторождения.
- Примесь железа, установленная в большинстве изученных кристаллов, наиболее высокие содержания имеет в желтых, голубых и желто-зеленых кристаллах, входя в тетраэдрические (голубые) и октаэдрические позиции (желтые и желто-зеленые), что было показано ранее [7, 10].
- Примеси урана и тория, присутствующие во всех изученных кристаллах берилла, тем не менее, имеют тенденцию к наибольшему накоплению в кристаллах берилла грейзенов (Шерловая Гора, Спокойнинское) по сравнению с пегматитами. Содержания их имеют тенденцию к взаимозависимости при преобладании тория над ураном. Установлено, что накопление урана имеет тенденцию к связи с железом, наибольшие концентрации которого присущи зональным кристаллам с перерывами в росте. Торий связан в основном с цирконом, присутствие которого установлено в [28], что подтверждается тенденцией к положительной связи содержаний тория и гафния.
- Из установленных и берилле редких земель максимальными содержаниями характеризуются легкие (La, Ce, Nd) элементы. Содержания их возрастают в ряду: желтые → желто-зеленые → бледно-зеленые → бледно-голубые → бесцветные.
- Результаты исследования относительно широкого спектра примесей в кристаллах берилла показали обусловленность их различиями в условиях образования (грейзены и пегматиты) и геохимическими особенностями минералообразующих флюидных систем, отображенных в составе флюидных включений [27–30].

Авторы выражают благодарность Роману Андреевичу Филенко за помощь в подготовке к анализам образцов Спокойнинского и Орловского месторождений и составлению рис. 1.

Работа выполнена в соответствии с госзаданием по проекту № 0386-2015-0006 (IX.137.1.2.).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Минералы: справочник / гл. ред. акад. Ф.В. Чухров, отв. ред. к.г.-м.н. Н.Н. Смольянинова. – М.: Наука, 1981. – Т. III. – Вып. 2. – 614 с.
2. Буканов В.В. Цветные камни. Геммологический словарь. – СПб.: АОЗТ «Изд-во Медный всадник», 2001. – 208 с.
3. Киевленко Е.Я. Геология самоцветов. – М.: Ассоциация ЭКОСТ, 2000. – 582 с.
4. Куприянова И.И., Шпанов Е.П. Бериллиевые месторождения России. – М.: ГЕОС, 2011. – 354 с.
5. Bank, H. Das Smaragd-Alexandritvorkommen von Lake Manyara (Tansania) // Z. dtsh. gemmol. Ges. – 1976. – В. 25. – № 3. – P. 130–147.
6. Платонов А.Н., Таран М.Н., Балицкий В.С. Природа окраски самоцветов. – М.: Недра, 1984. – 196 с.
7. Tautomorphic peculiarities of noble beryl varieties from Sherlova Mountain / G.A. Yurgenson, A.S. Afanasieva, O.V. Kononov, V.Yu. Prokofiev // Geology and Resources. – 2010. – V. 19. – № 1 Aug. – P. 28–30.
8. Taran M.N., Vyshnevskiy O.A. Be, Fe<sup>2+</sup>-substitution in natural beryl: an optical absorption spectroscopy study // Physics and Chemistry of Minerals. – June 2019. – P. 7–17. DOI: 10.1007/s00269-019-01040
9. Spinolo G., Fontana I., Galli A. Optical absorption spectra of Fe<sup>2+</sup> and Fe<sup>3+</sup> in beryl crystals // Physica status solidi. – 2007. – V. 244. – № 12. – P. 4660–4668. DOI: 10.1002/pssb.200743102
10. Борзенко А.А., Юргенсон Г.А. Скандий, иттрий и лантаноиды в берилле Шерловой Горы // Минералы: строение, свойства, методы исследования. – 2019. – № 10. – С. 33–35.
11. Лопатин О.Н., Николаев А.Г., Хайбуллин Р.И. Кристаллохимические аспекты имплантации минералов и их синтетических аналогов // Записки Российского минералогического общества. – 2012. – Ч. CXLII. – № 1. – С. 61–69.
12. Николаев А.Г., Фахардо Бехарано Э.Л., Попов М.П. Оптическая спектроскопия и сравнительные кристаллохимические особенности изумрудов различных промышленно-генетических типов месторождений // Металлогения современных и древних океанов-2016. От минералогенеза к месторождениям. – Миасс: ИМин Уро РАН, 2016. – С. 236–239.
13. Coloration of natural beryl by iron ion implantation / R.I. Khaibullin, V.V. Bazarov, I.B. Khaibullin, O.N. Lopatin, F.G. Vagizov, A.I. Bakhtin, B. Aktas // Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section B: Beam Interactions with Materials and Atoms. – 2003. – Т. 206. – С. 277–281.
14. Гайворонский Б.А. Шерловгорское месторождение // Месторождения Забайкалья. Т. I. Кн. 1 / под ред. акад. Н.П. Лаврова. – М.: Геоинформмарк, 1995. – С. 130–133.
15. Онтоев Д.О. Стадийность минерализации и зональность месторождений Забайкалья. – М.: Наука, 1974. – 244 с.
16. Барабанов В.Ф., Ступкина Л.О. О твердых включениях в топазах Шерловой Горы // Вестник Ленингр. гос. ун.-та. – 1955. – № 10. – С. 97–109.
17. Tzschorn G. Zur Mineralogie der Topasgange der Schrlberge (Osttransbaikalien). – Geologie. – 1963 Jahrgang 12. – Н. 3. – S. 283–311.
18. Барабанов В.Ф. Минералогия вольфрамитовых месторождений Забайкалья. Т. 2 – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1975. – 360 с.
19. Геологическое строение Читинской области. Объяснительная записка к геологической карте масштаба 1:500000 / К.К. Анашкина, К.С. Бутин, Ф.И. Еникеев, А.В. Кинякин, В.П. Краснов, В.А. Кривенко, Б.И. Олексив, Т.А. Пинаева, И.Г. Рутштейн, В.Н. Семенов, Л.П. Старухина, Н.Н. Чабан, Е.В. Шулика. – Чита: Читагеолком, 1997. – 239 с.
20. Юргенсон Г.А. Ювелирные камни Забайкалья. – Чита: Изд-во Забайкальск. гос. ун-та, 2016. – Ч. 1. – 147 с.
21. Yurgenson G.A., Kononov O.V. Sherlova Gora: a deposit for gemstones and rare metals // Mineralogical Almanac. – 2014. – V. 19. – Iss. 2. – P. 12–93.
22. Авдеев И. – Na-доминантный щелочной берилл: установление статуса минерального вида и новые данные / А.А. Агаханов, Д.А. Степаненко, Н.В. Зубкова, Л.А. Паутов, И.В. Пекков, А.В. Касаткин, В.Ю. Карпенко, В.А. Агаханова, Р. Шкода, С.Н. Бритвин, Д.Ю. Пушаровский // Записки российского минералогического общества. – 2020. – Ч. CXLIX. – № 6. – С. 1–19.
23. Oftedal I. Lithium contents of Norwegian beryls // Norsk geologisk tidsskrift. – 1970. – V. 50. – № 3. – P. 245–247.
24. Wood D.L., Nassau K. The characterization of beryl and emerald by visible and infrared absorption spectroscopy // American Mineralogist. – 1968. – V. 53. – P. 777–800.
25. Бакакин В.В., Рылов Г.М., Белов Н.В. Рентгенографическая диагностика изоморфных разновидностей берилла // Геохимия. – 1970. – № 11. – С. 1302–1311.
26. Demartin F., Gramaccioli C.M., Pilati T. Structure refinement of bazzite from pegmatitic and miarolitic occurrences // The Canadian Mineralogist. – 2000. – № 38. – P. 1419–1424.
27. Fluid inclusion in beryl of Sherlovay Gora deposit (Eastern Transbaikalia, Russian Federation) / G. Yurgenson, V. Prokofiev, A. Afanasieva, O. Kononov // Acta minerologica-petrographica. Abstract series. – 2019. – V. 10. – P. 126.
28. Юргенсон Г.А., Борзенко А.А. Циркон в зональных кристаллах берилла Шерловой Горы (Юго-Восточное Забайкалье) Успехи современного естествознания. – 2018. – № 11. – С. 173–178. DOI: 10.175/ise.36923
29. Высокотемпературный берилл из Супруновского месторождения бесполостных гранитных пегматитов (Иркутская область, Россия) / Е.И. Герасимова, В.Ю. Прокофьев, С.З. Смирнов, Т.Н. Ковальская // Геохимия. – 2019. – Т. 64. – № 7. – С. 750–756. DOI: 10.31857/S0016-7525647750-756
30. Возраст и изотопная характеристика Булуктаевского молибден-вольфрамового месторождения (Республика Бурятия) / А.А. Савченко, Г.С. Рипп, И.А. Избродин, В.Ф. Посохов // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. – 2018. – Т. 41. – № 4 (65). – С. 7–21.

Поступила 10.09.2020 г.

## Информация об авторах

**Юргенсон Г.А.**, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории геохимии и рудогенеза Института природных ресурсов, экологии и криологии Сибирского отделения Российской академии науки.

**Рихванов Л.П.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Института природных ресурсов Томского политехнического университета.

**Борзенко А.А.**, инженер лаборатории геохимии и рудогенеза Института природных ресурсов, экологии и криологии Сибирского отделения Российской академии науки.

UDK 549.6

## FEATURES OF COMPOSITION OF IMPURITIES IN BERYL CRYSTALS OF VARIOUS COLORS OF TRANSBAIKALIA

Georgy A. Yurgenson<sup>1</sup>,  
yurgga@mail.ru

Leonid P. Rikhvanov<sup>2</sup>

Alena A. Borzenko<sup>1</sup>,  
avonanik@mail.ru

<sup>1</sup> Institute of Natural Resources, Ecology and Cryology, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 16a, Nedoreosv street, Chita, 672014, Russia.

<sup>2</sup> National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**The relevance** of the work lies in the study of the features of the chemical composition of beryl, which is an important source of beryllium and gemstone, the gemological properties of which are determined by the concentrations and forms of occurrence of impurity chemical elements.

**The aim** of the study is to determine the content of impurity chemical elements in beryl crystals of various colors, the relationships between them and the relationship with the conditions of formation.

**Objects** of the research are crystals of beryl of different colors of greisen (Sherlovaya Gora, Spokoininskoe) and pegmatite (Orlovskoe, Sachanayskoe) fields.

**Methods** of the research are neutron activation and ICP MS.

**Results.** The authors have established a wide range of concentrations of impurity elements in 31 beryl crystals of various colors, siderophyllite-quartz (Spokoininskoe deposit of tungsten) and mica-beryl-topaz-quartz (Sherlovaya Gora) greisens, as well as rare-metal (Orlovskoe) and chamber pegmatites (Sachanayskoe). Beryl crystals of mica-beryl-topaz-quartz (Sherlovaya Gora) greisens are characterized by low sodium and cesium contents in comparison with those of siderophyllite-quartz greisens and pegmatites. Rubidium is approximately equally present in beryl crystals of all the studied deposits, regardless of color. For the first time, gold was found in them, the contents of which tend to be associated with cobalt and zinc. The content of arsenic, the isomorphous incorporation of which into beryl is unlikely, also shows a correlation to the bond with zinc and cobalt. The highest iron contents are found in yellow, blue and yellow-green crystals, entering both tetrahedral (blue) and octahedral positions (green, yellow, and yellow-green). The content of uranium and thorium is higher in the crystals of beryl greisens (Sherlovaya Gora, Spokoininskoe) in comparison with pegmatites. Their contents tend to be interdependent when thorium predominates over uranium. Uranium has bonds with iron, the highest concentrations of which are inherent in zonal crystals with breaks in growth. Thorium is associated mainly with zircon, which is confirmed by the positive correlation of its contents with hafnium. A relatively wide range of impurities in beryl crystals is due to differences in the conditions of formation (greisens and pegmatites) and the geochemical features of the mineral-forming fluid systems reflected in the composition of fluid inclusions.

### Key words:

Beryl, trace elements, relationships between trace elements, greisens, pegmatites, Sherlovaya Gora, Orlovskoe deposit, Spokoininskoe deposit, Sachanayskoe deposit.

The authors appreciate Roman A. Filenko for assistance in preparing samples of Spokoininskoe and Orlovskoe fields for analysis and preparing Fig. 1.

The research was carried out according to the state task by the project no. 0386-2015-0006 (IX.137.1.2.).

### REFERENCES

1. *Mineraly: spravochnik* [Minerals: Reference]. Eds. F.V. Chukhrov, N.N. Smolyaninova. Moscow, Nauka Publ., 1981. Vol. III, Iss. 2, 614 p.
2. Bukanov V.V. *Tsvetnye kamni. Gemmologicheskiy slovar* [Colored stones. Gemological Dictionary]. St. Petersburg, AOZT Bronze Horseman Publ. House, 2001. 208 p.
3. Kiyevlenko E.YA. *Geologiya samotsvetov* [Geology of gems]. Moscow, ECOST Association Publ., 2000. 582 p.
4. Kupriyanova I.I., Shpanov E.P. *Berillievye mestorozhdeniya Rossii* [Beryllium deposits of Russia]. Moscow, GEOS Publ., 2011. 354 p.
5. Bank H. The emerald-alexandrite deposit of Lake Manyara (Tasmania). *Z. dtsh. gemmol. Ges.*, 1976, vol. 25, no. 3, pp. 130–147. In Germ.
6. Platonov A.N., Taran M.N., Balitskiy V.S. *Priroda okraski samotsvetov* [The nature of the color of gems]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 196 p.
7. Yurgenson G.A., Afanasieva A.S., Kononov O.V., Prokofiev V.Yu. Typomorphic peculiarities of noble beryl varieties from Sherlovaya Mountain. *Geology and Resources*, 2010, vol. 19, no. 1, pp. 28–30.
8. Taran M.N., Vyshnevskiy O.A. Be, Fe<sup>2+</sup>-substitution in natural beryl: an optical absorption spectroscopy study. *Physics and Chemistry of Minerals*, 2019, pp. 7–17. DOI: 10.1007/s00269-019-01040
9. Spinolo G., Fontana I., Galli A. Optical absorption spectra of Fe<sup>2+</sup> and Fe<sup>3+</sup> in beryl crystals. *Physica status solidi*, 2007, vol. 244, no. 12, pp. 4660–4668. DOI 10.1002/pssb.200743102
10. Borzenko A.A., Yurgenson G.A. Scandium, yttrium and lanthanides in the beryl of Sherlova Gora. *Minerals: structure, properties, research methods*, 2019, no. 10, pp. 33–35. In Rus.
11. Lopatin O.N., Nikolaev A.G., Khaybullin R.I. Crystal-chemical aspects of implantation of minerals and their synthetic analogues. *Zapiski Rossiyskogo mineralogicheskogo obshchestva*, 2012, P. CXLI, no. 1, pp. 61–69. In Rus.

12. Nikolaev A.G., Fakhardo Bekharano E.L., Popov M.P. Opticheskaya spektroskopiya i sravnitelnye kristalokhimicheskie osobennosti izumrudov razlichnykh promyshlennno-geneticheskikh tipov mestorozhdeniy [Optical spectroscopy and comparative crystal-chemical features of emeralds of various industrial and genetic types of deposits]. *Metallogeniya sovremennykh i drevnykh okeanov-2016. Ot mineralogeneza k mestorozhdeniyam* [Metallogeny of modern and ancient oceans-2016. From mineralogenesis to deposits]. Miass, IMin UrO RAN Publ., 2016. pp. 236–239.
13. Khaibullin R.I., Bazarov V.V., Khaibullin I.B., Lopatin O.N., Vagizov F.G., Bakhtin A.I., Aktas B. Coloration of natural beryl by iron ion implantation. *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section B: Beam Interactions with Materials and Atoms*, 2003, vol. 206, pp. 277–281.
14. Gayvoronskiy B.A. Sherlovogorskoe mestorozhdenie [Sherlovogorskoe deposit]. *Mestorozhdeniya Zabaykalya* [Deposits of Transbaikalia]. Ed. by N.P. Laverov. Moscow, Geoinformmark Publ., 1995. Vol. I. B. 1. pp. 130–133.
15. Ontoev D.O. *Stadiynost mineralizatsii i zonalnost mestorozhdeniy Zabaykalya* [Staged of mineralization and zoning of Transbaikalia deposits]. Moscow, Nauka Publ., 1974. 244 p.
16. Barabanov V.F., Stupkina L.O. O tverdykh vklucheniyyakh v topazakh Sherlovoy Gory [On solid inclusions in the topazes of Sherlova Gora]. *Bulletin of the Leningrad State University*, 1955, no. 10, pp. 97–109.
17. Tzschorn G. To mineralogy of topaz occurrences of Sherlova Gora (Eastern Transbaikalia). *Geologie*, 1963, vol. 12, N. 3, pp. 283–311. In Germ.
18. Barabanov V.F. *Mineralogiya volframitovykh mestorozhdeniy Zabaykalya* [Mineralogy of tungsten deposits of Transbaikalia]. Leningrad, Leningrad University Publ. house, 1975. Vol. 2. 360 p.
19. Anashkina K.K., Butin K.S., Enikeev F.I., Kinyakin A.V., Krasnov V.P., Krivenko V.A., Oleksiv B.I., Pinayeva T.A., Rutshteyn I.G., Semenov V.N., Starukhina L.P., Chaban N.N., Shulika E.V. *Geologicheskoe stroenie Chitinskoy oblasti. Obyasnitelnaya zapiska k geologicheskoy karte masshtaba 1:500000* [Geological structure of the Chita region. Explanatory note to the geological map of 1:500000 scale]. Chita, Chitageolkom Publ., 1997. 239 p.
20. Yurgenson G.A. *Yuvelimye kamni Zabaykalya* [Jewelry stones of Transbaikalia]. Chita, Zabaikalsk University Publ. house, 2016. P. 1, 147 p.
21. Yurgenson G.A., Kononov O.V. Sherlova Gora: a deposit for gemstones and rare metals. *Mineralogical Almanac*, 2014, vol. 19, Iss. 2, pp. 12–93.
22. Agakhanov A.A., Stepanenko D.A., Zubkova N.V., Pautov L.A., Pekov I.V., Kasatkin A.V., Karpenko V.Yu., Agakhanova V.A., Shkoda R., Britvin S.N., Pushcharovskiy D.Yu. Avdeevite – Nominant alkaline beryl: establishing the status of a mineral species and new data. *Zapiski rossiysskogo mineralogicheskogo obshchestva*, 2020, P. CXLIX, no. 6, pp. 1–19. In Rus.
23. Oftedal I. Lithium contents of Norwegian beryls. *Norsk geologisk tidsskrift*, 1970, vol. 50, no. 3, pp. 245–247.
24. Wood D.L., Nassau K. The characterization of beryl and emerald by visible and infrared absorption spectroscopy. *American Mineralogist*, 1968, vol. 53, pp. 777–800.
25. Bakakin V.V., Rylov G.M., Belov N.V. Rentgenograficheskaya diagnostika izomorfnykh raznovidnostey berilla [Radiographic diagnosis of isomorphic varieties of beryl]. *Geochemistry*, 1970, no. 11, pp. 1302–1311.
26. Demartin F., Gramaccioli C.M., Pilati T. Structure refinement of bazzite pegmatitic and miarolitic occurrences. *The Canadian Mineralogist*, 2000, no. 38, pp. 1419–1424.
27. Yurgenson G., Prokofiev V., Afanasieva A., Kononov O. Fluid inclusion in beryl of Sherlovay Gora deposit (Eastern Transbaikalia, Russian Federation). *Acta minerologica-petrographica. Abstract series*, 2019, vol. 10, pp. 126.
28. Yurgenson G.A., Borzenko A.A. Zircon in zonal crystals of beryl of Sherlova Gora (Southeast Transbaikalia). *Advances in modern science*, 2018, no. 11, pp. 173–178. In Rus. DOI: 10.175/use.36923.
29. Gerasimova E.I., Prokofyev V.Yu., Smirnov S.Z., Kovalskaya T.N. High-temperature beryl from the Suprunovskoe deposit of empty granite pegmatites (Irkutsk region, Russia). *Geochemistry*, 2019, vol. 64, no. 7, pp. 750–756. DOI: 10.31857/S0016-7525647750-756. In Rus.
30. Savchenko A.A., Ripp G.S., Izbrodin I.A., Posokhov V.F. Age and isotopic characteristics of Buluktaevsky molybdenum-tungsten deposit (Republic of Buryatia). *Bulletin of the Siberian Branch of the Earth Sciences Section of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, exploration and development of mineral deposits*, 2018, vol. 41, no. 4 (65), pp. 7–21. In Rus.

Received: 10 September 2020.

#### Information about the authors

**Georgy A. Yurgenson**, Dr. Sc., professor, Institute of natural resources, ecology and Cryology of the Siberian branch of the Russian Academy of science.

**Leonid P. Rikhvanov**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Alena A. Borzenko**, engineer, Institute of natural resources, ecology and Cryology of the Siberian branch of the Russian Academy of science.

УДК 550.3

## УЧЁТ ВЛИЯНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НА АДАПТАЦИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТЕРРИГЕННЫМ ТИПОМ КОЛЛЕКТОРА

Коровин Михаил Олегович,  
koroavinmo@hw.tpu.ru

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

**Актуальность** исследования заключается в факте истощения запасов углеводородов. Перед исследователями сейчас стоит основная задача – добыть из пластов-коллекторов как можно больше углеводородов. Решить эту проблему можно двумя способами: создать новую технологию формирования цифровой модели продуктивного резервуара (математическую модель) или новый (альтернативный) подход к обработке существующих данных. В рамках второго способа необходимо провести анализ применения текущих данных, кардинально влияющих на гидродинамические характеристики, и детально изучить возможности их альтернативного учёта в существующих математических моделях, реализованных в современных программных продуктах. Дополнительным опорным фактором является то, что все исследования и результаты контролируются геологическими условиями формирования пластов-коллекторов и их насыщением. Кривые относительных фазовых проницаемостей являются одним из основных наборов данных, критически влияющих на фильтрацию углеводородов. Коэффициент остаточной нефти, воды, точка перехода фильтрации из зоны преобладания нефти в зону преобладания воды – важнейшие параметры, от которых в конечном итоге зависит коэффициент вытеснения.

**Цель:** изучить возможность использования кривых относительных фазовых проницаемостей для улучшения адаптации характеристик добычи без дополнительных их модификаций и перерасчётов. Предполагается получить дополнительные расчёты гидродинамических моделей и сопоставить эти результаты с фактическими результатами добычи.

**Объект:** месторождение, территориально расположенное в юго-восточной части Западной Сибири. Тип коллектора терригенный. Стратиграфически пласт приурочен к верхнеюрским отложениям. Неоднородное распределение фильтрационных свойств позволяет рассмотреть влияние относительных фазовых проницаемостей на расчёты характеристик добычи.

**Методы:** создание гидродинамической модели месторождения с применением неизменённых кривых относительных фазовых проницаемостей. Основная идея заключается в необходимости изучить возможность и целесообразность использования немодифицированных кривых для расчёта параметров добычи. Финальный шаг – сравнение характеристик добычи по гидродинамическим моделям и фактических данных разработки.

**Результаты.** Была уточнена фильтрационная модель изучаемого месторождения. Удалось получить наиболее объективную характеристику процесса фильтрации углеводородов на основе уточнённой модели структуры порового пространства. Это очень важно, так как именно структура порового пространства и распределение свойств горных пород являются определяющими факторами, согласно которым будет происходить фильтрация углеводородов. Получаемые лабораторные измерения дают информацию о наиболее приближенном состоянии исходного порового пространства. Установлено, что относительные фазовые проницаемости критически влияют на расчёты накопленной добычи нефти. Большое количество исследований позволяет охарактеризовать каждую фазу и все фильтрационные особенности вертикали разреза. Использование исходных кривых относительных фазовых проницаемостей даёт возможность оценить необходимость применения модифицирования кривых и приблизить математическое описание свойств коллектора к реальной геологической картине.

### Ключевые слова:

Анизотропия проницаемости, масштаб анизотропии, гидродинамическое моделирование, относительные фазовые проницаемости, распределение свойств.

### Введение

Относительная фазовая проницаемость – это отношение эффективной проницаемости фазы к абсолютной. Исследованиями относительной фазовой проницаемости, как правило, очень мало на месторождении. Даже меньше, чем стандартных керновых исследований (пористости, проницаемости). Но они очень важны для понимания характеристик фильтрации и расчётов коэффициента вытеснения нефти. При анализе графиков относительных фазовых проницаемостей определяются точки, на основании которых разграничиваются зоны добычи нефти, нефти и воды, воды и нефти, «100 % воды». Учёные отмечают важные наблюдения и закономерности. Так, например, специалисты [1–4] при сопоставлении окончательных расчётов выявили, что относительные фазовые проницаемости, применяемые в моделях и в результате

оценки данных добычи, существенно разнятся. С увеличением доли обводнения продукции ожидается повышение степени сопротивления фильтрации в процессе вытеснения водой нефти. Авторы отмечают, что такого эффекта не отмечается. Дополнительно авторы указывают на завышенные расчётные значения коэффициента вытеснения, которые не подтверждаются разработкой и, более того, оказываются заниженными по факту. Это является существенной проблемой, так как необходимо точно знать сколько углеводородов можно добыть при текущих параметрах модели.

### Общепринятые подходы к применению данных фазовых проницаемостей

Основные подходы, которыми пользуются при создании геологических и гидродинамических моделей, изложены в работах [1, 5–13] и включают: осредне-

ние кривых относительных фазовых проницаемостей; масштабирование значений по оси абсцисс; масштабирование значений по осям абсцисс и ординат.

Это делается для адаптации фактических данных добычи и расчётных параметров по гидродинамической модели. Основной недостаток всех этих подходов – в модификации данных. Каждый из них предполагает проведение дополнительных расчётов и изменение расчётных данных. Эти подходы направлены на то, чтобы создать одну единственную модель относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на пласт или на всё месторождение. Такие подходы оправданы небольшим количеством исследований и ещё одним важным моментом. Исследования, как правило, разрознены, и разграничить зоны влияния кривых относительных фазовых проницаемостей на части пласта или по площади месторождения не представляется возможным.

Таким образом, есть три стандартных подхода при обработке и создании единой модели вытеснения с помощью относительных фазовых проницаемостей. Все они направлены на создание единых кривых: относительной фазовой проницаемости по воде и по нефти для всего пласта или для всего месторождения. Эти методики отработаны и стандартизованы в исполнении и применении. Но отдельной проблемой становится арифметическая модификация и масштабирование кривых, что приводит к потере отдельных деталей, характеризующих вытеснение, и усредняет все кривые. В этом случае исчезают и нивелируются особенности гидродинамических процессов конкретной области, из которой были взяты образцы керн и проведены исследования относительных фазовых проницаемостей.

#### **Альтернативный подход к имплементации данных фазовых проницаемостей**

В данной работе предлагается рассмотреть использование в каждой области месторождения своих кривых относительных фазовых проницаемостей. Это приведёт к наличию латеральных зон на месторождении, каждая из которых будет характеризоваться своими кривыми относительных фазовых проницаемостей, и, соответственно, гидродинамическая картина вытеснения флюидов будет различаться. Стандартные подходы также будут обязательно рассмотрены для сравнения результатов с расчётами по предлагаемому подходу.

Цель работы – изучить возможность использования кривых относительных фазовых проницаемостей без их модификаций и перерасчётов. Предполагается получить дополнительные расчёты гидродинамических моделей и сопоставить рассчитанные результаты с фактическими результатами добычи.

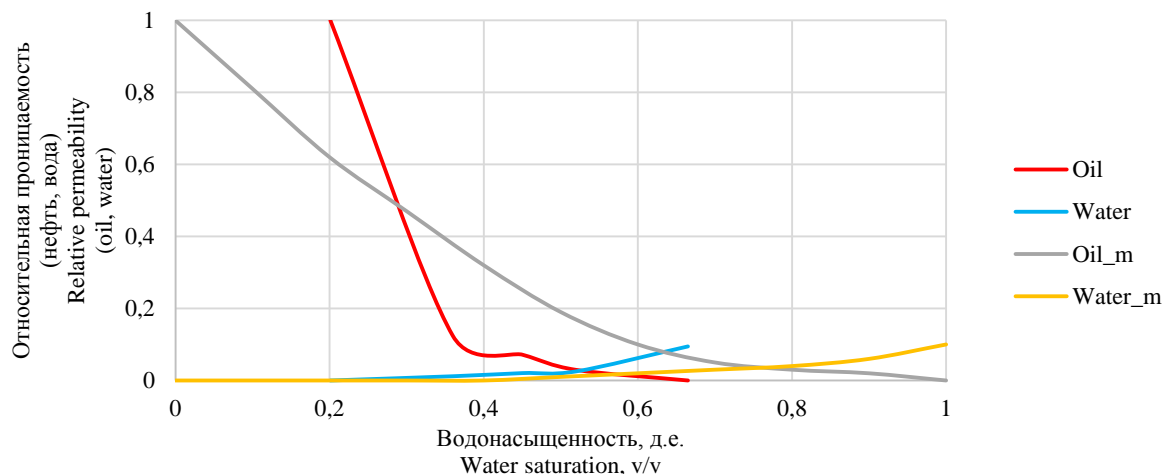
Научная новизна данного исследования заключается в представлениях о зональном характере вытеснения нефти, учитывая, что особенности вытеснения напрямую связаны с обстановкой осадконакопления. Это позволяет в зонах с одинаковыми фациальными маркерами использовать одинаковый набор кривых относительных фазовых проницаемостей.

Таким образом, снимается вопрос об усреднении и масштабировании. Эти операции связаны с дополнительными пересчётами, потерей детальности данных и необходимостью обоснования выбора уравнений для масштабирования. Однако возникает другая сложность, которая заключается в достоверном выделении границ фациальных зон. Полученный результат, основанный на сопоставлении расчётных и фактических данных добычи, позволит проанализировать поведение флюидов в пласте с исходными характеристиками вытеснения.

Специалисты отмечают, что операции масштабирования, которой подвергаются кривые относительных фазовых проницаемостей, значительно влияют на расчёты характеристик добычи углеводородов.

На этом этапе хотелось бы заострить внимание ещё на одном важном моменте. Это факторы, которые оказывают влияние на относительные фазовые проницаемости. Среди них непосредственно поровое пространство (структура, смачиваемость), свойства пластовых флюидов (физические и химические), направление исходной фильтрации углеводородов, скорость флюидофильтрации, температура [6]. Таким образом, характер исходных кривых относительных фазовых проницаемостей будет отражать все эти особенности при анализе данных кривых. В случае их изменения при формировании модифицированных ОФП будет происходить искажение картины фильтрации, что приведёт к расхождению коэффициента вытеснения, вычисленного и полученного по материалам анализа разработки. Геологам и разработчикам нефтяных и газовых месторождений необходимо учитывать важность исходных данных и то, что любые изменения и модификации неизбежно отразятся на увеличении погрешности (в лучшем случае), а возможно, и приведут к дополнительным действиям по адаптации добычи в будущем (пессимистичный вариант развития событий по адаптации расчётов модели и фактической истории разработки) [7–13].

На рис. 1 показан наглядный пример результатов лабораторных исследований (кривые Oil, Water) и данных, подверженных модификацией (Oil<sub>m</sub>, Water<sub>m</sub>) по рассматриваемому в статье месторождению, где отчётливо видно, что точка пересечения модифицированных кривых смещена вправо. Это предполагает улучшенные характеристики пласта по усреднённым кривым. По модифицированным кривым точка пересечения находится на уровне 0,78 д.е. водонасыщенности, что свидетельствует о наличии переходной зоны на этой точке и изменении фильтрации с нефти на воду при увеличении водонасыщенности. По кривым отдельного исследования (Oil, Water) точка пересечения находится на уровне 0,57 д.е. Получается, что модифицированные кривые завышают точку пересечения кривых и показывают более оптимистичный вариант представления распределения нефти и воды. Становится очевидным, что данный параметр критически влияет на характеристики добычи углеводородов и фильтрации жидкости при добыче.



**Рис. 1.** Реальные и модифицированные относительные фазовые проницаемости по нефти и воде анализируемого месторождения

**Fig. 1.** Relative phase permeabilities of oil and water for research field

Схема представления фильтрации жидкости осложняется ещё и тем, что в модифицированных кривых присутствуют области значений, которых нет в исходных данных. Это значения проницаемостей при значениях водонасыщенности менее 0,201 и более 0,665 д.е. При использовании исходных кривых фильтрация «чистой нефти» будет происходить в области водонасыщенности менее 0,201, а фильтрация «100 % воды» при значениях водонасыщенности более 0,665 д.е. При использовании модифицированных кривых эти значения составляют 0,4 и 1 соответственно. Получается, что в зоне проведения исходных исследований при стандартном подходе создания геологической модели кривые смещены в зону завышенного нефтенасыщения, а это впоследствии приводит к завышенной оценке коэффициента вытеснения.

Цель проводимых расчётов и исследований заключается в попытке избавиться от необходимости модификации ОФП, что позволяет проанализировать расчёты гидродинамической модели и выяснить, возможно ли обойтись без операции усреднения. При этом будут контролироваться параметры гидродинамической модели и детальные расчёты добычи. Дополнительно необходимо обратить внимание на площадь влияния каждого отдельного испытания относительных фазовых проницаемостей. В случае модифицированных кривых один полученный набор используется для всего месторождения. В рассматриваемой модели коллектора возникает необходимость каким-то образом создать переходы между разными зонами влияния того или иного набора кривых относительных фазовых проницаемостей. Предлагается следующая последовательность действий, учитывающая плотность исследований, распределение фациальных обстановок осадконакопления, ограниченность площади непроницаемыми тектоническими нарушениями. Зоны распространения исходных кривых ограничиваются сменой обстановки осадконакопления или наличием скважины с исследованиями относительных фазовых проницаемостей (в этом случае зона влияния ограничивается сере-

диной расстояния между скважинами). Исследования относительных фазовых проницаемостей и мини-графики с фазовыми проницаемостями отражены на рис. 2. Легенда аналогична рис. 1 с тем важным моментом, что отражены исходные фазовые проницаемости без масштабирования. Анализируемое месторождение детально охарактеризовано с точки зрения геологического строения [14–16]. Пробуренные скважины закрашены синим цветом, а скважины с исследованиями относительных фазовых проницаемостей закрашены красным цветом. Таких скважин всего 11, но здесь необходимо отметить, что они хорошо распределены по площади – каждая из частей месторождения охвачена исследованиями. Основные площади обстановок осадконакопления тоже получают охваченными, за исключением гребней барьерных островов и задернованных частей барьерных островов. Данные распределены таким образом, что в каждой области месторождения (северной, центральной, южной) существуют собственные исследования относительных фазовых проницаемостей, которые и будут использоваться для создания гидродинамической модели.

Дополнительно необходимо упомянуть, что единый усреднённый набор кривых фазовых проницаемостей ведёт к дополнительным операциям по адаптации месторождения. Смещая точку пересечения фазовых проницаемостей, необходимо помнить, что это непосредственно влияет на фильтрацию флюидов и оценку скорости добычи запасов [17–19]. При использовании исходных кривых специалисты избавляются от контроля смещения точки и проверки правильности проведённых расчётов по модификации кривых. Единственный вопрос остаётся в определении зоны влияния конкретных исследований. Для его решения необходимо использовать данные фациальных исследований, которые наглядно показывают распределение компонент фациальных составляющих обстановок осадконакопления. А это, в свою очередь, несёт информацию об изменении режима и направления фильтрации [20–25].

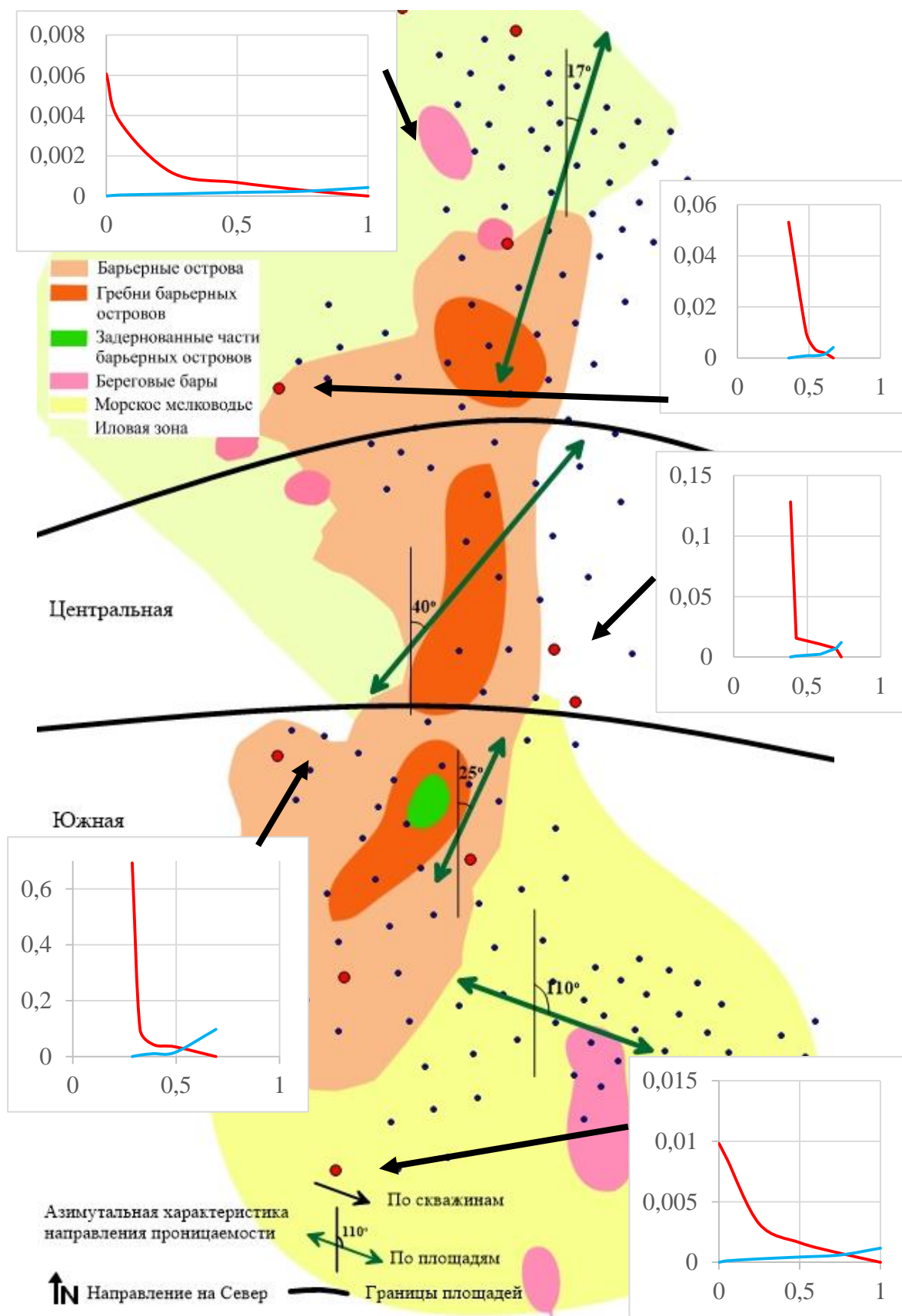


Рис. 2. Распределение фациальных обстановок. Скважины (синие), ОФП (красные)  
 Fig. 2. Facies distribution. Wells (blue), relative permeability (red)



Накопленная добыча нефти – параметр, по которому оценивается качество адаптации созданной гидродинамической модели. На рис. 3 показаны графики накопленной добычи нефти по всему месторождению. Расположение графиков показывает более близкое соотношение накопленной добычи, вычисленной по модели с исходными кривыми относительных фазовых проницаемостей. Модели по модифицированным кривым были рассчитаны и получены для всей площади месторождения.

Полученные результаты показывают важность учёта двух факторов:

- отсутствие модификаций кривых относительных фазовых проницаемостей;
- определение фациальных обстановок осадконакопления и сопоставления определённых обстановок с наборами кривых относительных фазовых проницаемостей.

Обстановка осадконакопления предопределяет (является одним из важнейших факторов) гидродинамические характеристики пласта-коллектора. Поэтому при отсутствии исследований кривых относительных фазовых проницаемостей в некоторых частях месторождения такая проблема решается путём использования набора кривых с блока месторождения со

схожей обстановкой осадконакопления и схожими свойствами коллектора и флюидов.

По расчётам получается, что накопленная добыча нефти становится ближе к фактической при использовании исходных кривых относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде без усреднений и модификаций. Такие расчёты позволяют изменить подход к созданию гидродинамической модели. С одной стороны, специалисты избавляются от необходимости дополнительно пересчитывать кривые относительных фазовых проницаемостей. С другой стороны, необходимо большее внимание уделить распределению фациальных обстановок и созданию зон разграничения влияния каждого набора кривых относительных фазовых проницаемостей. Геологически и математически такой подход будет более приближен к получению с помощью гидродинамической модели добычи нефти наиболее точных данных. Геологически подход сводится к более детальному учёту каждого исследования кривых относительных фазовых проницаемостей и сопоставлению с фациальными категориями обстановок осадконакопления. Уменьшается количество математических операций, что ведёт к снижению погрешностей и неопределённости.

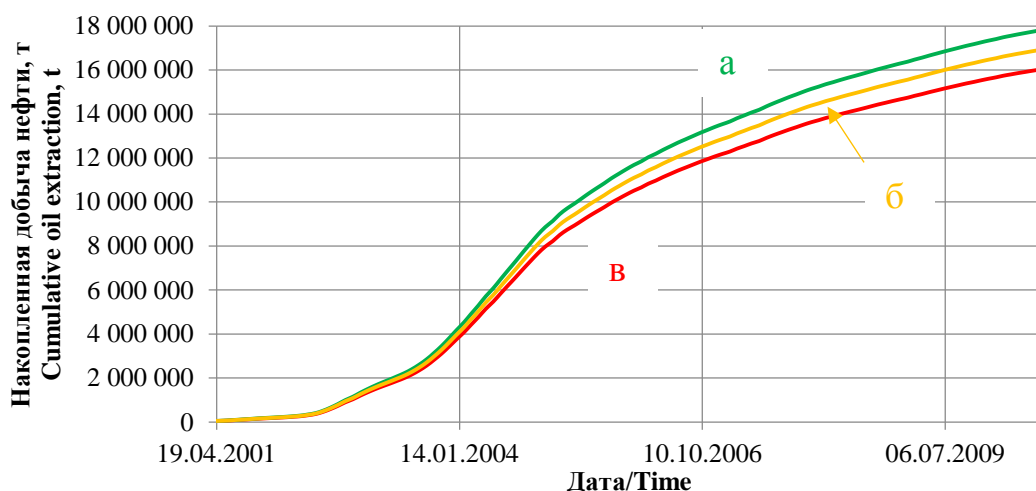


Рис. 3. Графики накопленной добычи нефти в процессе разработки залежи (а), рассчитанной по модели с исходными (б) и модифицированными (в) кривыми ОФП

Fig. 3. Cumulative oil extraction comparison during the development (a), calculated with initial (b), modified (c) relative permeability curves

#### Заключение и выводы

Осреднение кривых относительных фазовых проницаемостей значительно влияет на итоговые расчёты добычи по гидродинамической модели.

Варианты гидродинамических моделей без осреднения показывают более приближенное состояние добычи к фактическим данным. Дополнительным осложняющим фактором служит выделение границ влияния каждого отдельного набора кривых относительных фазовых проницаемостей. Для решения этой проблемы предлагаются следу-

ющие подходы: применение карты распределения фациальных тел; прослеживание границ литологических составов пород по геофизическим исследованиям скважин; отметка границы влияния фации на среднем расстоянии между скважинами с исследованиями.

По степени точности получаемых результатов они расположены снизу вверх (чем выше, тем точнее). Применение карты распределения фациальных тел предоставит наилучший результат учёта влияния фазовых проницаемостей по площади.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Захаров Я.В., Шайхутдинов Д.К. Масштабирование относительных фазовых проницаемостей как шаг к повышению качества гидродинамического моделирования // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 10. – С. 88–93.
2. Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации / А.Б. Шабаров, А.В. Шаталов, П.В. Марков, Н.В. Шаталова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4. – № 1. – С. 79–109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109.
3. Родионов С.П., Соколюк Л.Н. Расчёт и использование модифицированных относительных фазовых проницаемостей при преобразовании геологической модели в гидродинамическую // Прикладная механика, динамика жидкости и газа ТРУДЫ МФТИ. – 2010. – Т. 2 – № 2. – С. 130–136.
4. Insights, trends and challenges associated with measuring coal relative permeability / D. Shaw, P. Mostaghimi, F. Hussain, R.T. Armstrong // E3S Web of Conferences. – 2019. – DOI: doi.org/10.1051/e3sconf/20198901004
5. Li K., Horne R.N. Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water-wet porous media // Water Resources. – 2006. – V. 42. – W06405. DOI: 10.1029/2005WR004482.
6. Колесник С.В., Трофимов А.С., Полищук С.Т. Относительная фазовая проницаемость. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 96 с.
7. Сотников О.С. Совершенствование методов определения относительных фазовых проницаемостей и их применения при гидродинамическом моделировании разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма, 2009. – 155 с.
8. Фатихов С.З., Сыртланов В.Р. К вопросу вычисления относительных фазовых проницаемостей // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 324–334.
9. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data / R. Arabjamaloei, D. Daniels, E. Ebeltoft, E. Petersen, R.J. Pitman, D. Ruth // E3S Web of Conferences. – 2019. DOI: doi.org/10.1051/e3sconf/20198901001
10. Experimental estimation of relative permeabilities through computed tomography / A.F.O. Meneses, M. Carrillo, L.F. Otero, E.H. Herrera, N. Santos // SPWLA 60th Annual Logging Symposium. – 2019. DOI: doi.org/10.30632/T60ALS-2019\_NNNN
11. Дмитриев Н.М., Максимов В.М. О структуре тензоров коэффициентов фазовых и относительных проницаемостей для анизотропных пористых сред // Докл. РАН. – 1998. – Т. 358. – № 3. – С. 337–339.
12. Noaman El-K. The application of Buckley–Leverett displacement to waterflooding in non-communicating stratified reservoirs // Proceedings of the Middle East Oil Show. – 2001. DOI: 10.2118/68076-MS.
13. Influence of capillary on relative permeability in fractional flows / S. Zou, Y. Liu, J. Cai, R.T. Armstrong // Water Resources Research. – 2020. DOI: doi.org/10.1029/2020WR027624
14. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
15. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины / В.А. Конторович, М.В. Соловьев, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 8. – С. 1075–1091.
16. Коровин М.О., Меркулов В.П. Направления фильтрации флюидов на месторождениях нефти юго-восточной части Каймысовского свода // Газовая промышленность: научнотехнический и производственный журнал. – 2014. – Спец. вып. (№ 708). – С. 90–94.
17. Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости / Д.М. Орлов, А.Л. Федосеев, Н.В. Савченко, И.Ю. Корчажкина, Б.А. Григорьев, А.Е. Рыжов, Т.А. Перунова, Н.Ю. Максимова, Е.П. Калашникова // Научно-технический сборник. Вести газовой науки Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений – 2015. – № 3 (23). – С. 8–14.
18. Тудвачев А.В., Коносовский П.К. Анализ и прогнозирование зависимостей функции фазовой проницаемости нефтенасыщенных коллекторов на примере месторождений Сургутского и Вартовского сводов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Вестник СПбГУ. – 2013. – Сер. 7. – Вып. 1. – С. 31–41.
19. Белошапка И.Е., Ганиев Д.И. Применение фильтрационных исследований для изучения технологий разработки месторождений нетрадиционных коллекторов и трудноизвлекаемых запасов нефти // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2018. – Т. 19. – № 3. – С. 343–357. DOI: 10.22363/2312-8143-2018-19-3-343-357.
20. Пономарёв А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах: дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2000. – 457 с.
21. Кузнецов А.М. Научно-методические основы исследования влияния свойств пород-коллекторов на эффективность извлечения углеводородов из недр: дис. д-ра техн. наук. – М., 1998. – 280 с.
22. Ушаков В.В. Определение технологических показателей разработки при вытеснении парафинистой нефти водой: дис. ... канд. техн. наук. – М., 1984. – 168 с.
23. Quantification of uncertainty and best practice in computing interfacial curvature from complex pore space images / T. Akai, Q.-Lin, A. Alhosani, B. Bijeljic, M.J. Blunt // Materials. – 2019. – V. 12 (13). DOI: doi.org/10.3390/ma12132138
24. Dynamic capillary pressure analysis of tight sandstone based on digital rock model / Y. Cao, M. Tang, Q. Zhang, J. Tang, S. Lu // Capillarity. – 2020. – V. 3 (2). DOI: doi.org/10.46690/capi.2020.02.02
25. Zou S., Armstrong R. Multiphase flow under heterogeneous wettability conditions studied by special core analysis and pore scale imaging // SPE Journal. – 2019. – V. 24 (3). DOI: doi.org/10.2118/195577-PA

Поступила 10.03.2021 г.

## Информация об авторах

**Коровин М.О.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.3

**RELATIVE PERMEABILITY IMPLEMENTATION INSIDE TERRIGENEOUS OIL FIELD RESERVOIR****Mikhail O. Korovin,**  
korovinmo@hw.tpu.ruNational Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**The relevance** of the research lies in an important fact related to the depletion of hydrocarbon reserves. The main task for researchers now is to extract as much hydrocarbons as possible from the reservoirs. There are two ways to solve this problem: create a new technology (mathematical model) or a new (alternative) approach to processing existing data. It is necessary to analyze the application of current data, which radically affect the hydrodynamic characteristics and to study in detail the possibilities of their alternative accounting in existing mathematical models implemented in modern software products. An additional support factor is that all studies and results are controlled by the geological conditions of reservoir formation and their saturation. Relative phase permeability curves are one of the main datasets that critically affect hydrocarbon filtration. The coefficient of residual oil, water, the point of transition of filtration from the zone of predominance of oil to the zone of penetration of water are the most important parameters on which the displacement coefficient ultimately depends.

**The aim** of this work is to study the possibility of using curves of relative phase permeabilities without additional modifications and recalculations. It is expected to obtain additional simulations of hydrodynamic models and compare these results with actual production results.

**The study object** is a field geographically located in Western Siberia. Reservoir type is terrigenous. Stratigraphically, the stratum is confined to the Upper Jurassic deposits. The inhomogeneous distribution of filtration properties allows us to consider the effect of relative phase permeabilities on the calculation of production characteristics.

**Methods:** creation of a hydrodynamic model of the field using unchanged curves of relative phase permeabilities. The main idea is to study the possibility and feasibility of using unmodified curves for calculating production parameters. The final step is a comparison of production characteristics from hydrodynamic models and actual development data.

**Results.** The filtration model of the studied field was refined. It was possible to get the most accurate idea of the filtration of hydrocarbons. It becomes possible to take into account the structure of the pore space more detailed than previously. This is very important, since it is the structure of the threshold space and the distribution of the properties of rocks that are the predetermining factors according to which the filtration of hydrocarbons will take place. The resulting laboratory measurements provide information about the state that is closest to the original pore space. It was found that the relative permeabilities of the phase critically affect the calculation of cumulative oil production. A large number of studies make it possible to characterize each facies and all filtration features of the vertical section. The use of the initial curves of relative phase permeabilities makes it possible to assess the need to apply modification of the curves and to bring the mathematical description of the reservoir properties closer to the real geological picture.

**Key words:**

Permeability anisotropy, anisotropy scale, simulation modeling, relative permeabilities, properties distribution.

**REFERENCES**

- Zakharov Ya.V., Shaykhtudinov D.K. Masshtabirovanie otositelnykh fazovykh pronitsaemostey kak shag k povysheniyu kachestva gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Upscaling of relative phases permeabilities improves reservoir modeling]. *Territoriya «NEFTEGAZ»*, 2015, vol. 10, pp. 88–93.
- Shabarov A.B., Shatalov A.V., Markov P.V., Shatalova N.V. Metody opredeleniya funktsiy otositelnoy fazovoy pronitsaemosti v zadachakh mnogofaznoy filtratsii [Methods for determining the functions of relative phase permeability in problems of multiphase filtration]. *Vestnik Tjumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gaz, energetika*, 2018, vol. 4, no. 1, pp. 79–109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109.
- Rodionov S.P., Sokolyuk L.N. Raschet i ispolzovanie modifitsirovannykh otositelnykh fazovykh pronitsaemostey pri preobrazovanii geologicheskoy modeli v gidrodinamicheskuyu [Calculation and use of modified relative phase permeabilities when converting a geological model into a hydrodynamic one]. *Prikladnaya mekhanika, dinamika zhidkosti i gaza. TRUDY MFTI*, 2010, vol. 2, no. 2, pp. 130–136.
- Shaw D., Mostaghimi P., Hussain F., Armstrong R.T. Insights, trends and challenges associated with measuring coal relative permeability. *E3S Web of Conferences*, 2019. DOI: doi.org/10.1051/e3sconf/20198901004
- Li K., Horne R.N. Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water-wet porous media. *Water Resources*, 2006, vol. 42. DOI: https://10.1029/2005WR004482.
- Kolesnik S.V., Trofimov A.S., Polishchuk S.T. *Otnositelnaya fazovaya pronitsaemost* [Relative phase permeability]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2013. 96 p
- Sotnikov O.S. *Sovershenstvovanie metodov opredeleniya otositelnykh fazovykh pronitsaemostey i ikh primeneniya pri gidrodinamicheskoy modelirovanii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy*. Dis. Kand. nauk [Improvement of methods for determining relative phase permeabilities and their application in hydrodynamic modeling of oil field development. Cand. Diss.]. Bugulma, 2009, p. 155.
- Fatikhov S.Z., Syrtlanov V.R. K voprosu vychisleniya otositelnykh fazovykh pronitsaemostey [On the issue of calculating relative phase permeabilities]. *Elektronny nauchny zhurnal «Neftegazovoe delo»*, 2012, no. 1, pp. 324–334.
- Arabjamaloei R., Daniels D., Ebeltoft E., Petersen E., Pitman R.J., Ruth D. Validation of Permeability and Relative Permeability Data Using Mercury Injection Capillary Pressure Data. *E3S Web of Conferences*, 2019. DOI: https://doi.org/10.1051/e3sconf/20198901001
- A.F.O. Meneses, Carrillo M., L.F. Otero, Hernando Herrera E., Santos N. Experimental estimation of relative permeabilities through computed tomography. *SPWLA 60<sup>th</sup> Annual Logging Symposium*. 2019. DOI: https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019\_NNNN
- Dmitriev N.M., Maksimov V.M. O strukture tenzorov koeffitsientov fazovykh i otositelnykh pronitsaemostey dlya anizotropnykh poristykh sred [On the structure of tensors of coefficients of phase and relative permeabilities for anisotropic porous media]. *Dokl. RAN*, 1998, vol. 358, no. 3, pp. 337–339.

12. Noaman El-K. The application of Buckley–Leverett displacement to waterflooding in non-communicating stratified reservoirs. *Proceedings of the Middle East Oil Show*, 2001. DOI: 10.2118/68076-MS.
13. Zou S., Liu Y., Cai J., Armstrong R.T. Influence of capillarity on relative permeability in fractional flows. *Water Resources Research*, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1029/2020WR027624>
14. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoyско-kaynozoyских otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
15. Kontorovich V.A. Solovov M.V., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. The role of the Mesozoic-Cenozoic tectonics in the formation of hydrocarbon deposits in the southern parts of the Kaimysov arch and the Nyurok megadepression. *Geology and Geophysics*, 2011, no. 8, pp. 1075–1091. In Rus.
16. Korovin M.O., Merkulov V.P. Directions of fluid filtration in oil fields of the southeastern part of the Kaimysovsky arch. *Gazovaya promyshlennost*, 2014, Special Iss. (no. 708), pp. 90–94. In Rus.
17. Orlov D.M., Fedoseev A.L., Savchenko N.V., Korchazhkina I.Yu., Grigorev B.A., Ryzhov A.E., Perunova T.A., Maksimova N.Yu., Kalashnikova E.P. Ispolzovanie metoda nestatsionarnoy filtratsii dlya otsenki vliyaniya skorosti filtratsii na odnositelnye fazovye prornitsaemosti [Using the non-stationary filtration method to assess the effect of filtration rate on relative phase permeabilities]. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik. Vesti gazovoy nauki. Problemy razrabotki i ekspluatatsii gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy*, 2015, vol. 3 (23), pp. 8–14.
18. Tudvachev A.V., Konosavskiy P.K. Analysis and prediction of the dependences of the phase permeability function of oil-saturated reservoirs on the example of the fields of the Surgut and Vartovskiy arches of the West Siberian oil and gas province. *Vestnik SpbGU*, 2013, Ser. 7, vol. 1, pp. 31–41. In Rus.
19. Beloshapka I.E., Ganiev D.I. Application of filtration studies to study technologies for the development of unconventional reservoirs and hard-to-recover oil reserves. *Vestnik Rossiyskogo universiteta druzhby narodov. Seriya: Inzhenernye issledovaniya*, 2018, vol. 19, no. 3, pp. 343–357. In Rus. DOI 10.22363/2312-8143-2018-19-3-343-357.
20. Ponomarev A.I. *Povyshenie effektivnosti razrabotki zalezhey uglevodorodov v nizkopronicaemykh i sloisto-neodnorodnykh kolektorakh*. Dis. Dokt. nauk [Increasing the efficiency of developing hydrocarbon deposits in low-permeability and layered heterogeneous reservoirs. Dr. Diss.]. Ufa, 2000. 457 p.
21. Kuznetsov A.M. *Nauchno-metodicheskie osnovy issledovaniya vliyaniya svoystv porod-kollektorov na effektivnost izvlecheniya uglevodorodov iz neдр*. Dis. Dokt. nauk [Scientific and methodological foundations for studying the effect of reservoir rock properties on the efficiency of hydrocarbon extraction from the subsoil. Dr. Diss.]. Moscow, 1998. 280 p.
22. Ushakov V.V. *Opreделение tekhnologicheskikh pokazateley razrabotki pri vytesnenii parafinistoy nefli vodoy*. Dis. Kand. nauk [Determination of technological indicators of development during the displacement of paraffinic oil by water. Cand. Diss.]. Moscow, 1984. 168 p.
23. Akai T., Lin Q., Alhosani A., Bijeljic B., Blunt M.J. Quantification of uncertainty and best practice in computing interfacial curvature from complex pore space images. *Materials*, 2019, vol. 12 (13). DOI: <https://doi.org/10.3390/ma12132138>
24. Cao Y., Tang M., Zhang Q., Tang J., Lu S. Dynamic capillary pressure analysis of tight sandstone based on digital rock model. *Capillarity*, 2020, vol. 3 (2). DOI: <https://doi.org/10.46690/capi.2020.02.02>
25. Zou S., Armstrong R. Multiphase flow under heterogeneous wettability conditions studied by special core analysis and pore scale imaging. *SPE Journal*, 2019, vol. 24 (3). DOI: <https://doi.org/10.2118/195577-PA>

Received: 10 March 2021.

#### Information about the authors

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

УДК 514.88

## ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ПОГРЕШНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ЗРЕНИЯ

**Зубарь Алексей Владимирович<sup>1</sup>,**  
alexey\_zubar@mail.ru

**Хамитов Рустам Нуриманович<sup>2,1</sup>,**  
apple\_27@mail.ru

**Кайков Кирилл Владимирович<sup>1</sup>,**  
kirkaykov@mail.ru

<sup>1</sup> Омский автобронетанковый инженерный институт,  
Россия, 644098, г. Омск, ул. 14 военный городок, 119.

<sup>2</sup> Омский государственный технический университет,  
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11.

**Актуальность** исследования обусловлена назревшей необходимостью разработки модели оценки точности определения пространственного положения объектов, а также отслеживания положения и движения их границ системой технического зрения, которая в составе автоматизированных комплексов может применяться при проведении различных геодезических работ, для маркшейдерского обеспечения подземного строительства, 3D-реконструкции ландшафта поверхности земли, картографировании местности, при выполнении работ в горной промышленности, а также обслуживании крупногабаритных и протяжённых объектов. Особенно актуально применение систем технического зрения, позволяющих осуществлять пространственные измерения, в тех случаях, когда традиционные лазерные средства не обеспечивают высокую эффективность, например, из-за высокой степени рассеивания или наоборот поглощения лазерного излучения поверхностью наблюдаемого объекта или его малыми угловыми размерами.

**Цель:** оценить геометрию измерительного пространства и определить закономерности распределения погрешности измерений в её границах.

**Постановка задачи:** разработка имитационной модели, обеспечивающей с учётом технических данных камер, их взаимных положения и ориентации, а также влияния на измерительный процесс случайных составляющих, возникающих как в процессе сборки системы, так и при её эксплуатации, реконструкция формы и размеров измерительного пространства, а также визуализация распределения погрешностей измерения координат объектов.

**Методы:** метод математического моделирования.

**Новизна** разработанной модели характеризуется тем, что в ней впервые была реализована возможность оценивания распределения ошибок определения координат системой технического зрения по всей глубине её измерительного пространства. При моделировании нет ограничений по взаимному положению камер и обязательной их однотипности. В модели впервые учитываются случайные погрешности, связанные как с определением взаимной ориентации положения камер, так и с неточностями при их изготовлении, а также возможностями применённой методики калибровки системы.

**Результат.** Приведены результаты анализа известных из уровня науки и техники моделей оценки погрешности определения трёхмерных координат объектов системой технического зрения, показаны их недостатки. Раскрыта сущность и основные этапы преобразований при разработке модели оценки погрешностей определения координат объектов и их распределения по измерительному пространству системой технического зрения.

**Выводы.** Модель на основе множества внешних и внутренних параметров камер, а также с учётом ожидаемых случайных погрешностей при сборке и настройке измерительной системы позволяет оценивать погрешность определения координат объектов и геометрию измерительного пространства. Представленная модель позволяет оценивать точность определения пространственных координат объектов, положения и движения их границ при применении систем технического зрения в составе геодезических автоматизированных измерительных комплексов. Кроме этого, применение данной модели даёт возможность оптимизировать процесс формулирования технических требований к видео- или фотокамерам и их взаимному положению в процессе проведения измерений.

### **Ключевые слова:**

Моделирование, оценка точности, определение координат, система технического зрения, измерительная система.

### **Введение**

Применение систем технического зрения (СТЗ) представляет значительный интерес при решении геодезических задач, например, при 3D-реконструкции ландшафта поверхности земли [1, 2], обслуживании крупногабаритных [3–5] либо протяжённых объектов [6, 7], картографировании местности [8], а также для маркшейдерского обеспечения подземного строительства и при выполнении различных работ в горной промышленности. Определяется это тем, что СТЗ, работа которых основывается на интеллектуальной об-

работке цифровых изображений высокого разрешения, позволяют в реальном времени определять координаты, положение границ и параметры движения одновременно нескольких объектов, что приводит к значительному увеличению скорости и производительности с одновременным уменьшением погрешности проведения работ. Кроме этого, применение измерительных автоматизированных систем, таких как СТЗ, позволяет оптимизировать процесс в целом, гарантированно снизить себестоимость и увеличить качество при выполнении различных работ в горной

промышленности, строительстве и реконструкции гидроэлектростанций, метро, тоннелей, бункеров и других подземных объектов [1, 3].

Для определения пространственных параметров объектов на основе компьютерной обработки их цифровых изображений и в условиях отсутствия информации о размерах наблюдаемых объектов необходимо минимум две разнесённые в пространстве цифровые видеокamеры. В связи с этим все существующие модели оценки точности СТЗ основаны на описании функциональной зависимости между точностью позиционирования наблюдаемого объекта от его удаления именно для двухкамерной СТЗ. Но даже при описании двухкамерной измерительной системы разработка её математической модели точности является достаточно сложной задачей. Определяется это тем, что величины погрешностей, с которыми могут быть определены координаты, а соответственно и прочие пространственные параметры наблюдаемых объектов, будут зависеть не только от расстояния до них, но и от внутренних технических данных камер, геометрии и точности их взаимного расположения, а также от локального положения объекта внутри измерительного пространства системы.

Для упрощения данной задачи, традиционно идя по пути разработки именно аналитической модели, авторы в рамках частных задач своих исследований прибегали к ряду упрощений по числу учитываемых факторов и допущений по ограничению из взаимного пространственного положения и ориентации, применяемых в составе СТЗ камер. Об этом свидетельствует анализ [9] существующих моделей [10–12], показавший, что они имеют ряд ограничений по количеству исходных данных для моделирования, а также не позволяют осуществлять моделирование при произвольно расположенных относительно друг друга и разных по техническим параметрам камерах. Большинство существующих моделей не дают возможность полностью оценивать форму, размеры и распределение погрешности измерений в границах измерительного пространства. Только в исследованиях [13, 14] авторами приведены соотношения, которые в совокупности дают возможность проведения моделирования размеров и формы измерительного пространства двухкамерной СТЗ. Вместе с этим данная модель не обеспечивает возможности изучения неравномерностей распределения погрешностей измерений в границах измерительного пространства СТЗ, построенной на основе произвольно сориентированных друг относительно друга цифровых видеокamер.

Общим недостатком всех существующих моделей оценки точности СТЗ является невозможность проведения оценки величины влияния на качество измерений случайных погрешностей, возникающих в процессе производства объективов, фотоматриц, на этапе сборки камер и их повседневной эксплуатации, а также в процессе взаимного позиционирования камер при работе измерительной системы.

Учитывая всё вышесказанное, разработка математической модели СТЗ, позволяющей оценивать степень влияния на результат проведения измерений

случайных погрешностей внешних и внутренних параметров измерительной системы, а также моделировать форму измерительного пространства, определять его размеры и анализировать характеристики распределения погрешностей в условиях применения различных и произвольно расположенных видеокamер на сегодняшний день, является актуальной задачей.

Применение такой модели позволит оптимизировать процесс формулирования технических требований к видео- или фотокамерам и их взаимному положению в процессе проведения измерений и в целом на этапе проектирования станет мощным вспомогательным инструментом для инженера-проектировщика СТЗ.

#### **Построение модели оценки точности системы технического зрения**

Особенностью СТЗ определения координат объектов является дискретная пиксельная структура фотоматриц. В результате каждая пара соответствующих пикселей на фотоматрицах применяемых камер пересекается своими полями зрения в пространстве, образуя элементарную область разрешения в виде многоугольника. Совокупность пересечений полей зрения всех пикселей фотоматриц будет образовывать измерительное пространство системы. При этом ставится задача вычисления размеров данных областей по всему объёму измерительного пространства при применении для проведения измерений по крайней мере двух камер. Если рассматривать данную задачу в плоскости, то измерительное пространство для двухкамерной СТЗ будет иметь вид, представленный на рис. 1. Из чертежа видно, что каждый из четырёхугольников определяет границы элементарной области разрешения СТЗ, внутри которой перемещение объекта регистрироваться измерительной системой не будет. Так, например, при нахождении в измерительном пространстве девяти точечных объектов  $P_1...P_9$  на фотоматрицах камер  $K_1$  и  $K_2$  как отдельные объекты будут зарегистрированы только семь из них.

На плоскости границы  $w$ -й элементарной области разрешения будут характеризоваться четырёхугольником с вершинами  $A_w, B_w, C_w, D_w$ . Если за размеры  $w$ -ой элементарной области, характеризующей погрешность измерений в некоторой точке  $P_w$ , принять величины  $\Delta X_w$  и  $\Delta Z_w$  (рис. 1), то их значения могут быть вычислены при определении координат точек  $A_w, B_w, C_w, D_w$  относительно некоторой внешней системы координат (СК)  $O_w X_w Y_w Z_w$ .

Если разрешение фотоприёмных устройств (ФПУ) мало, поля зрения камер достаточно широки, а дальность до точки  $P_w$  сопоставима с расстоянием между камерами, области разрешения на плоскости будут представлять собой четырёхугольники, по форме близкие к ромбу (рис. 1). На практике же проведение измерений будет осуществляться в условиях применения камер высокого разрешения по объектам, находящимся от измерительной системы на удалении, многократно превышающем величину базы между камерами. В таких условиях элементарные области разрешения, сжимаясь в поперечном сечении, приобретают строго вытянутую форму. Учитывая данное

обстоятельство, для определения размеров областей разрешения более рационально пользоваться не проекциями  $\Delta X_w$ ,  $\Delta Z_w$  и  $\Delta Y_w$  на оси СК  $O_w X_w Y_w Z_w$ , а величинам расстояний между максимально удалёнными друг от друга границами  $w$ -й области разрешения, определяющими её длину  $\Delta W_w$ . На чертеже (рис. 1) такому расстоянию будет соответствовать величина, представляющая собой длину отрезка  $A_w C_w$   $w$ -й элементарной области  $A_w B_w C_w D_w$ . В результате  $\Delta W_w$  для  $w$ -й элементарной области измерительного трёхмерного пространства с учётом  $\Delta Y_w$  может быть вычислено согласно выражению:

$$\Delta W_w = \sqrt{\Delta X_w^2 + \Delta Y_w^2 + \Delta Z_w^2}.$$

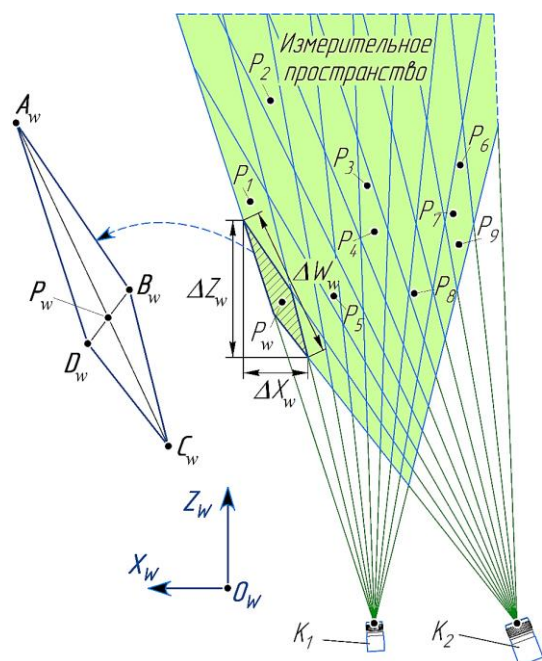


Рис. 1. Схема формирования элементарных областей разрешения и нахождения их размеров в границах измерительного пространства СТЗ

Fig. 1. Scheme of formation of elementary areas of resolution and finding their sizes within the measurement space of the computer vision system (CVS)

В этом случае величина абсолютной погрешности  $\Delta \sigma_w$  определения координат в окрестностях каждой из точек  $P_w$  может быть найдена как половина угловой величины поля зрения одного пикселя ФПУ в соответствии с выражением

$$\Delta \sigma_w = \pm 0,5 \Delta W_w.$$

Значение  $\Delta \sigma_w$  в каждой  $w$ -й области пространства будет определяться не только геометрией взаимного размещения камер и внутренними параметрами СТЗ, но и величинами случайных погрешностей, возникающих, например, при проведении внешней и внутренней калибровки [15–18] камер, в том числе и при изготовлении измерительной системы. В результате воздействия данных факторов границы элементарных областей разрешения будут при каждом  $i$ -м измерении ( $i \in 0 \dots I$ ,  $I$  – количество измерений) случайным

образом отклоняться от расчётного значения. Иллюстрация такого отклонения приведена на рис. 2, где показано пересечение полей зрения (ПЗ) отдельных пикселей ФПУ камер  $K_1$  и  $K_2$  на точечном объекте  $P_w$ , а также случайные положения границ области разрешения.

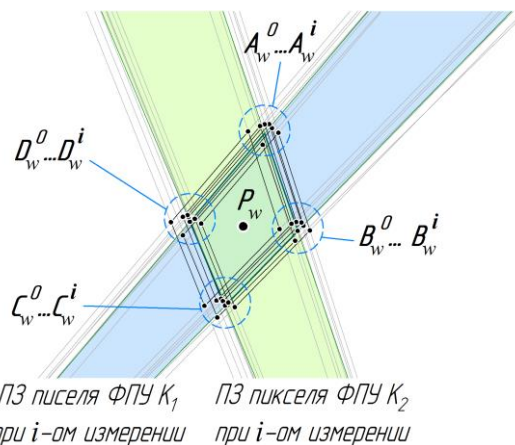


Рис. 2. Воздействие случайных погрешностей на положение границ элементарной области разрешения

Fig. 2. Effect of random errors on the position of the boundaries of the elementary resolution domain

В этом случае величина погрешности  $\Delta \sigma'_w$  определения координат точечного объекта  $P_w$  СТЗ с учётом влияния на процесс измерений случайных факторов будет определяться как

$$\Delta \sigma'_w = \pm 0,5 \frac{\sum_{i=0}^{i=I-1} \Delta W_w^i}{I-1}.$$

В трёхмерном же пространстве элементарная разрешающая область будет представлять собой восьмиугольник, форма и размеры которого будут зависеть как от взаимного положения камер, так и от формы пикселей их ФПУ. Порядок вычисления местоположения границ  $w$ -й элементарной области для искомой точки  $P_w$  основывается на применении расширенной проекционной модели цифровой видеокамеры [19], которая, в отличие от классической модели камеры [20, 21], включает большее количество исходных данных и соответственно позволяет более гибко осуществлять процесс моделирования.

Расширенная проекционная модель камеры устанавливает связь трёхмерных координат объекта  $P$  во внешней СК  $W$  непосредственно с пиксельной СК изображения  $Img_j^K$ , т. е. с номерами строк  $m_j^P$  и столбцов  $n_j^P$  (рис. 3). Так, для некоторой  $j$ -й камеры данная модель (без учёта дисторсионных искажений) описывается следующим выражением [19]:

$$P_w (C_j^w)^{-1} (B_j)^{-1} (K_j)^{-1} = P_j^{Img},$$

где  $P_w = (x_w^P \ y_w^P \ z_w^P \ 1)$  – вектор трёхмерных координат объекта в СК  $W$ ;  $C_j^w = \begin{pmatrix} R_j^w & | & [0 \ 0 \ 0]^T \\ T_j^w & | & 1 \end{pmatrix}$  –

матрица переноса, содержащая информацию о пространственном положении и ориентации СК  $j$ -й камеры в некоторой внешней СК  $W$ ;  $R_j^W$  – матрица поворота, определяющая ориентацию осей СК  $O_j^K X_j^K Y_j^K Z_j^K$   $j$ -й камеры относительно осей СК  $W$ ;  $T_j^W = (x_j^W \ y_j^W \ z_j^W)$  – вектор переноса с координатами начала СК  $O_j^K X_j^K Y_j^K Z_j^K$   $j$ -й камеры относительно начала внешней СК  $W$ ;

$$B_j = \begin{pmatrix} b_j & 0 & 0 & 0 \\ 0 & b_j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & b_j & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad \text{– проекционная матрица;}$$

$b_j = \frac{z_j^P}{f_j}$  – проекционный коэффициент;  $z_j^P$  – координата объекта относительно оси  $O_j^K Z_j^K$  СК камеры;  $f_j$  – фокусное расстояние объектива камеры;

$K_j =$

$$= \begin{pmatrix} -p_j^x & 0 & 0 & 0 \\ -\text{ctg}\theta_j p_j^y & -p_j^y & 0 & 0 \\ 0,5p_j^x(N_j - 1) & 0,5p_j^y(M_j - 1) & f_j & 0 \\ O_j^x + \text{ctg}\theta_j \left[ \begin{matrix} 0,5p_j^x \times \\ \times(M_j - 1) + \\ +\Delta O_j^y \end{matrix} \right] & O_j^y & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

– матрица внутренних параметров;  $N_j, M_j$  – значения горизонтальных и вертикальных разрешений ФПУ;  $O_j^x, O_j^y$  – величины расстояний между центром фото-матрицы и геометрическим центром изображения  $Img_j^K$ , формируемым в плоскости ФПУ объективом камеры;  $p_j^x, p_j^y$  – физические размеры пикселя ФПУ соответствующей камеры;  $\theta_j$  – величина угла переко-

са изображений  $Img_j^K$ , возникающего, как правило, из-за погрешностей изготовления ФПУ, а также при неточной синхронизации процесса пиксельной выборки в процессе формирования изображения;  $P_j^{img} = (n_j^P \ m_j^P \ 1 \ 1)$  – расширенный вектор пиксельных координат изображения объекта  $P$  на цифровом изображении  $Img_j^K$   $j$ -й камеры.

Таким образом, если в трёхмерном пространстве задать множество объектов с координатами  $x_w^P, y_w^P$  и  $z_w^P$  и описать их положение массивом  $P_w$  размерами  $[4 \times w]$

$$P_w = \begin{pmatrix} x_1^P & y_1^P & z_1^P & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_w^P & y_w^P & z_w^P & 1 \end{pmatrix},$$

то для каждого из данных объектов с применением модели камеры может быть найден массив  $P_j^{img}$  с пиксельными координатами  $n_w^P$  и  $m_w^P$  соответствующих  $w$ -х объектов в плоскости изображения  $Img_j^K$   $j$ -й камеры

$$P_j^{img} = \begin{pmatrix} n_1^P & m_1^P & 1 & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ n_w^P & m_w^P & 1 & 1 \end{pmatrix}.$$

Для СТЗ, состоящей из двух камер  $K_1$  и  $K_2$ , аналогичным образом будут найдены два массива  $P_1^{img}$  и  $P_2^{img}$ .

Положение обеих камер в пространстве сгенерированных точек в любой момент времени может быть изменено, это означает, что в разное время разные точки могут выпадать из измерительного пространства СТЗ.

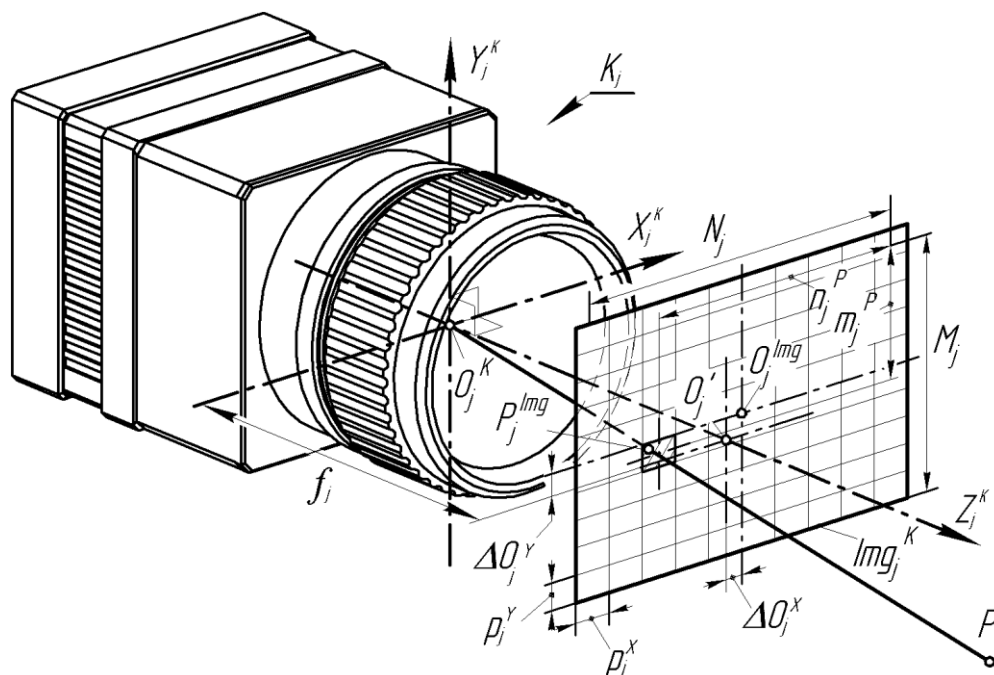


Рис. 3. Система «изображение–камера»

Fig. 3. «Image–camera» system



Если из массивов  $P_1^{Img}$  и  $P_2^{Img}$  по отдельности удалить все строки с координатами, не удовлетворяющими требованию  $(N_j - 1) \geq n_w^P \geq 0$  и  $(M_j - 1) \geq m_w^P \geq 0$ , то будут получены массивы  $P_1^{Img}$  и  $P_2^{Img}$ , содержащие исключительно координаты только тех объектов, которые в данный момент попадают в поле зрения каждой из камер (рис. 4, а). Синхронное же сопоставление строк массивов  $P_1^{Img}$  и  $P_2^{Img}$  с пиксельным размерами изображений  $Img_1^K$  и  $Img_2^K$  позволит найти и

использовать в дальнейших расчётах два массива  $P_1^{Img}$  и  $P_2^{Img}$ , содержащие координаты только тех объектов, которые одновременно попадают в поля зрения камер  $K_1$  и  $K_2$ , т. е. находятся в измерительном пространстве моделируемой СТЗ (рис. 4, б).

На следующем этапе решалась задача определения трёхмерных координат пересечения полей зрения пикселей ФПУ камер  $K_1$  и  $K_2$  в точке  $P_w$ .

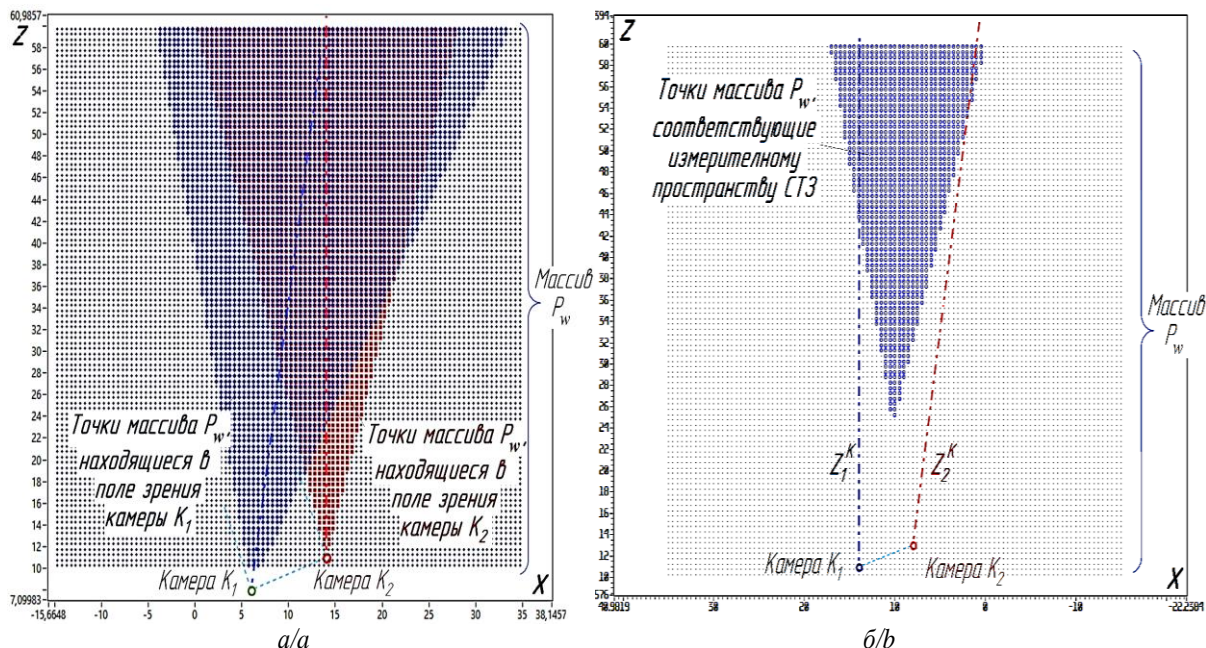


Рис. 4. Определение объектов, попавших в поля зрения камер и измерительное пространство СТЗ в одной плоскости  
 Fig. 4. Definition of the objects which got to fields of vision of cameras and measuring space of a CVS in one plane

Так как строки массивов  $P_1^{Img}$  и  $P_2^{Img}$  содержат пиксельные координаты изображений  $w$ -х объектов, то физические границы пикселя  $A$ ,  $B$ ,  $C$  и  $D$  (рис. 5), определяющие границы их полей зрения, будут отличаться от соответствующих номеров столбцов  $n_w^P$  и строк  $m_w^P$  на величину  $\pm 0,5$  размера. При каждой из строк массивов  $P_1^{Img}$  и  $P_2^{Img}$  обоих изображений записывались четыре отдельных вектора с координатами границ пикселя, на который проецируется изображение  $w$ -го объекта, а именно:

$$\begin{aligned} (P_j^A)_w &= (n_w^P - 0,5 \quad m_w^P + 0,5 \quad 1 \quad 1) = (n_w^A \quad m_w^A \quad 1 \quad 1); \\ (P_j^B)_w &= (n_w^P + 0,5 \quad m_w^P + 0,5 \quad 1 \quad 1) = (n_w^B \quad m_w^B \quad 1 \quad 1); \\ (P_j^C)_w &= (n_w^P + 0,5 \quad m_w^P - 0,5 \quad 1 \quad 1) = (n_w^C \quad m_w^C \quad 1 \quad 1); \\ (P_j^D)_w &= (n_w^P - 0,5 \quad m_w^P - 0,5 \quad 1 \quad 1) = (n_w^D \quad m_w^D \quad 1 \quad 1). \end{aligned}$$

Принималось, что в результате пересечения в окрестностях  $w$ -го объекта полей зрения двух пикселей камер  $K_1$  и  $K_2$  будут получены точки  $CC$ ,  $DC$ ,  $CD$ ,  $DD$ ,  $BB$ ,  $BA$ ,  $AB$ ,  $AA$  (рис. 5), определяющие границы данной  $w$ -й элементарной области разрешения, уже непосредственно внутри которой и будет находиться исследуемый объект  $P_w$ .

Для вычисления пространственных координат границ области разрешения был использован способ

определения координат [22], основанный на применении математической модели измерительной системы [19]. Если обозначить границы области разрешения  $g$ -м индексом от 0 до 8, то математически данный способ в условиях принятых обозначений будет описывается следующим выражением:

$$(P_w^g)_w = (A_g^N)_1 B_1 (C_1^N)^{-1} C_1^w,$$

где  $g$  – индекс вычисляемой точки;

$$(A_g^N)_1 = A_1^g C_1^N = (x_1^g \quad y_1^g \quad z_1^g \quad 1)$$

– вектор нормированных координат изображения  $g$ -й точки относительно СК камеры  $K_1$ ;

$$B_1 = \begin{pmatrix} b_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & b_1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & b_1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

– проекционная матрица для камеры  $K_1$ ;

$$b_1 = \frac{(A_g^N)_2 \left| (C_2^w)^{T(4)} - (C_1^w)^{T(4)} \right|}{(A_g^N)_1^{(1)} (A_g^N)_2^{(3)} - (A_g^N)_2^{(1)} (A_g^N)_1^{(3)}}$$

– проекционный коэффициент для камеры  $K_1$ ;

$$C_1^N = \left( \begin{array}{c|ccc} R_1^N & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 1 \end{array} \right)^T$$

– матрица ориентации СК камеры  $K_1$  относительно СК измерительной системы;

$$(P_w^g)_w = \begin{pmatrix} [x_w^g]_w & [y_w^g]_w & [z_w^g]_w & 1 \end{pmatrix}$$

– вектор с координатами  $g$ -й границы области разрешения в СК  $W$ .

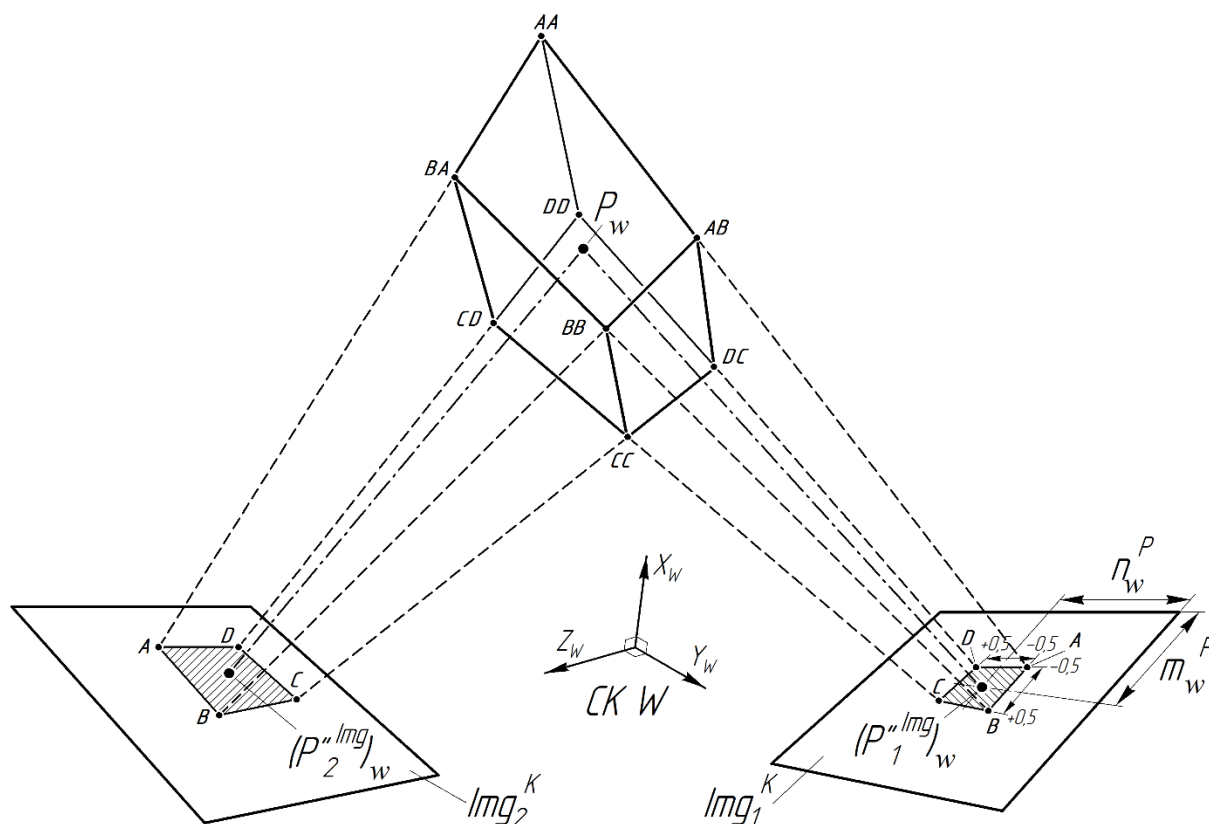


Рис. 5. Схема определения границ области разрешения в трёхмерном пространстве  
 Fig. 5. Scheme of delimitation of permission area in three-dimensional space

На данном этапе проводилось введение случайных составляющих, а именно:

- $\Delta\alpha_j^w, \Delta\beta_j^w, \Delta\phi_j^w$  – погрешности в горизонтальной, вертикальной и поперечной плоскостях ориентации СК камеры  $j$ -й камеры в СК  $W$ ;
- $\Delta x_j^w, \Delta y_j^w, \Delta z_j^w$  – погрешности определения положения начала СК камеры  $K_1$  в СК  $W$ ;
- $\Delta f_j$  – погрешности величины фокусного расстояния объектива  $j$ -й камеры;
- $\Delta O_j^x, \Delta O_j^y$  – горизонтальные и вертикальные расстояния между физическим центром изображения  $Img_j^K$  и геометрическим центром ФПУ  $j$ -й камеры (координаты главной точки);
- $\Delta\theta_j$  – величина случайной составляющей перекоса изображения  $Img_j^K$   $j$ -й камеры.

Величины погрешностей учитывались путём суммирования соответствующих внешних и внутренних параметров камер со случайными значениями, сгенерированными ЭВМ в рамках заданных отклонений по закону распределения Релея  $i$  раз. При этом на каждой  $i$ -й итерации осуществлялось вычисление величин  $\Delta W_w^i$ , для чего координаты векторов  $(P_w^g)_w^i$  преобразовывались из СК  $W$  в СК, начало которой находилось строго в соответствующей  $w$ -ой точке. В ре-

зультате чего вычислялись векторы  $P_g^w$ , модули которых, в свою очередь, характеризовали длины отрезков  $L_g^w$ , соединяющих центр  $w$ -й области разрешения со всеми её  $g$ -ми границами согласно выражению

$$|P_g^w| = \sqrt{(x_g^w)^2 + (y_g^w)^2 + (z_g^w)^2} = L_g^w.$$

По двум наиболее длинным значениям  $L_g^w$  для каждой  $w$ -й области разрешения вычислялись величины  $\Delta W_w$  и находились соответствующие значения абсолютных погрешностей  $\Delta\sigma_w$  измерений, по которым далее формировался массив для графического представления измерительного пространства СТЗ и распределения погрешности измерений в его границах.

#### Исследования построенной модели оценки точности системы технического зрения

Реализация разработанной модели была осуществлена в среде графического программирования LabVIEW [23].

Адекватность модели осуществлялась на экспериментальной установке (рис. 6), включающей лазерный тахеометр Spectra Precision 2, применяемый в качестве эталонного средства с погрешностями измерения дальности  $\pm 2$  мм и угла на объект  $3''$  [24], захват-

ное устройство с цифровыми видеокамерами с фото-матрицами IMX179 [25] фирмы SONY разрешением 3280×2464 (8 Мр) с размером пикселя 1,4 мкм, объек-

тивами с фокусными расстояниями 4 и 8 мм, а также ЭВМ, обеспечивающую захват изображений и их программную обработку.



Рис. 6. Внешний вид установки для проведения экспериментальных исследований  
 Fig. 6. Appearance of the device for experimental research

Исходя из технических параметров экспериментальной установки размеры экспериментальной площадки, в пределах которой с интервалом 1–1,5 м перемещалась контрольная мишень, имитирующая объект интереса, составляли 45×85 м. Для удобства обработки результатов измерений по F-критерию Фишера полученные значения координат преобразовывались в значения дальности. Результаты проведения экспериментальных исследований представлены на рис. 7, где показаны упорядоченные по возрастанию значения дальностей до контрольной мишени, соответствующие им величины погрешностей, найденные как разности между показаниями лазерного тахео-

метра и СТЗ, а также смоделированные согласно разработанной модели и условиям эксперимента границы погрешности.

Из представленной зависимости (рис. 7) видно, что практические и теоретические результаты имеют хорошую сходимость, что также подтвердилось F-критерием Фишера. Это означает, что разработанная модель является адекватной и может применяться для оценки погрешностей определения координат множества объектов, положения и контроля перемещения их границ СТЗ с применением разных по техническим данным и произвольно сориентированных цифровых видеокамер.

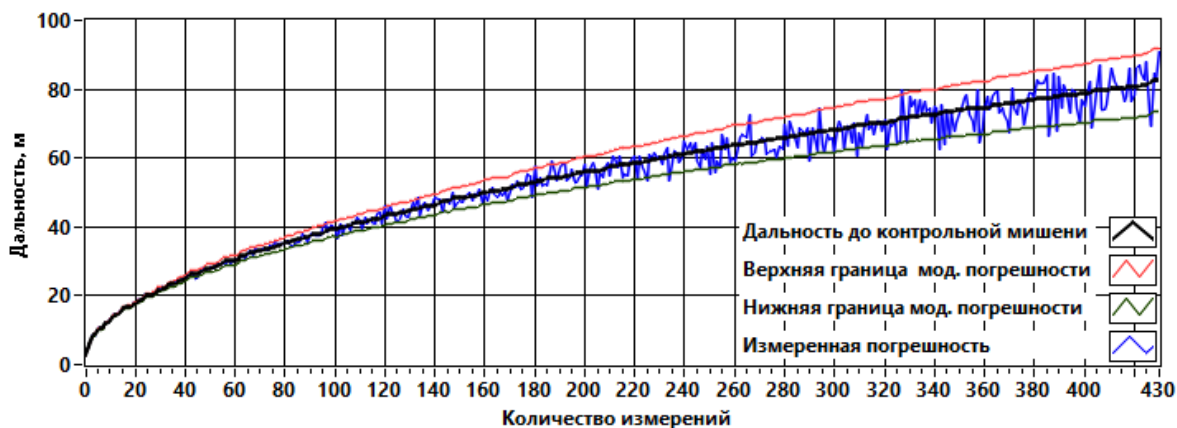


Рис. 7. Результаты экспериментальных исследований

Fig. 7. Experimental results

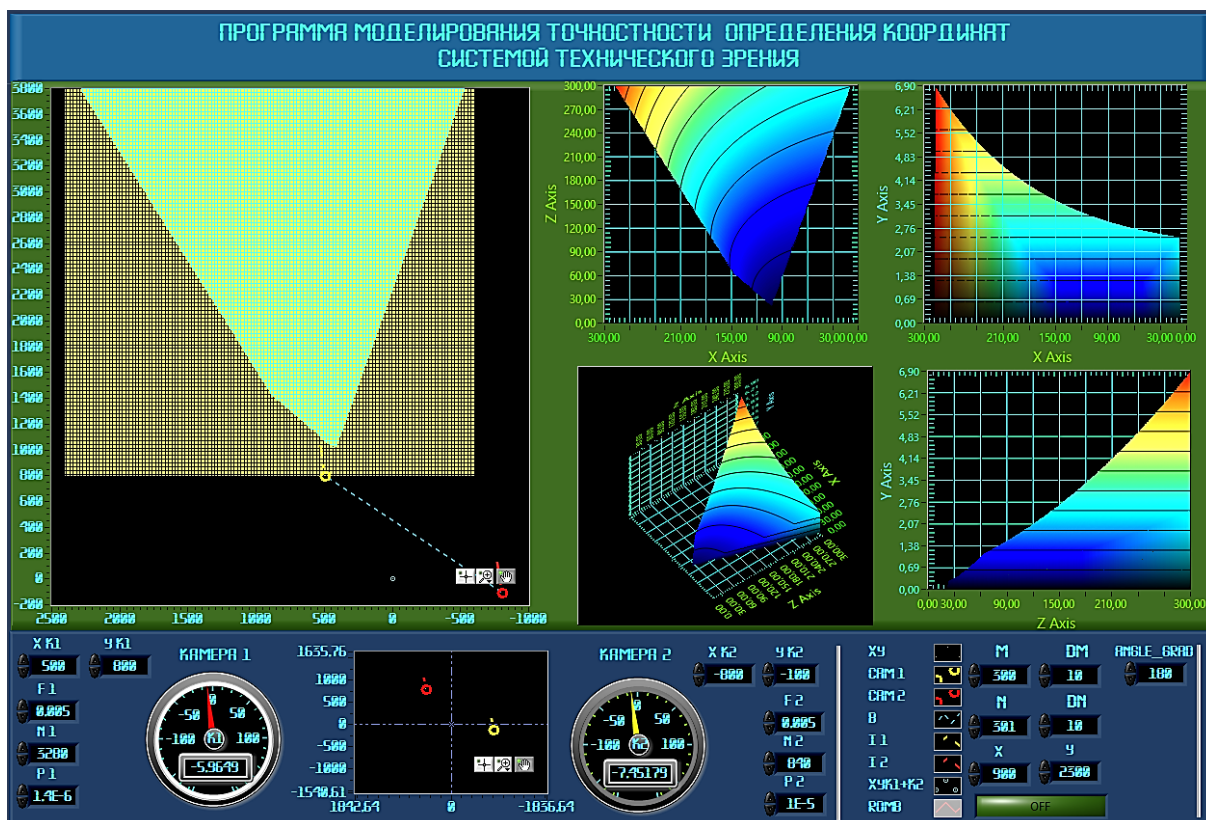


Рис. 8. Интерфейс программы для ЭВМ и результаты моделирования  
 Fig. 8. Computer program interface and modeling results

Интерфейс разработанной программы с результатами моделирования представлен на рис. 8, где можно видеть смоделированный массив точек  $P_w$  с выделенными точками измерительного пространства (левое окно), анализ которого позволяет оценивать форму и размеры измерительного пространства на определенном срезе по оси  $O_w Z_w$  СК  $W$  при проведении измерений двухкамерной СТЗ. В правом окне представлено распределение погрешности измерений по измерительному пространству в трёхмерном виде и в виде проекций на соответствующие оси СК  $W$ .

При моделировании величины погрешностей принимались исходя из возможностей существующих методик проведения внешней и внутренней калибровки камер [15–18]. В частности, погрешности ориентации камер составляли  $2,5 \pm 0,01$  миллирадиан, погрешности положения камер –  $0,5 \pm 0,01$  мм, погрешности определения фокусного расстояния –  $0,05 \pm 0,001$  мм, погрешности определения координат главной точки –  $0,003 \pm 0,0001$  мм. В связи с тем, что проводилось моделирование статической сцены, возможный перекося изображений не учитывался. Проведённое моделирование для измерительной системы с базовым расстоянием 300 мм и фокусным расстоянием объективов камер 150 мм показало, что при применении датчиков угла, обеспечивающих погрешность не более  $45''$ , погрешность определения координат объектов на дистанции 1 км составляет не более  $\pm 3,5$  м. При увеличении базового расстояния, фокусного расстояния объективов и с применением фотоматриц с меньшим значением размера пикселя по-

грешность определения координат СТЗ может быть значительно снижена. Так, например, увеличение базового и фокусного расстояний объективов, соответственно, до 1000 и 180 мм обеспечит максимальную погрешность измерений  $\pm 4,7$  м, но уже на дистанции 2,5 км, и менее  $\pm 1$  м – на дистанции 1 км. Это с учётом возможности проведения одновременных замеров по множеству разнесённых на обширной территории объектов, в том числе «сложных» для лазерных дальномеров, позволяет применять такую СТЗ в составе роботизированных измерительных комплексов, решающих широкий спектр измерительных задач, в том числе для маркшейдерского обеспечения подземного строительства и при выполнении различных работ в горной промышленности.

#### Выводы

1. Разработана имитационная многофакторная модель оценки точности определения пространственных координат объектов по их цифровым изображениям.
2. Модель позволяет оценивать геометрию измерительного пространства системы технического зрения и закономерности распределения погрешностей измерений в её границах как с учётом технических параметров камер и их пространственной взаимной конфигурации, так и с учётом точностных показателей изготовления, сборки и настройки камер.
3. Представленная модель может использоваться для проведения оценки погрешности существующих и

новых систем технического зрения, выполняющих одновременное автоматизированное определение взаимного положения, координат и форм множества разнесённых в пространстве объектов, особенно в условиях, когда применение лазерных измерительных систем ограничено в связи с небольшими угловыми размерами и/или малыми эффективными поверхностями рассеивания инте-

ресующих объектов. Применением таких СТЗ в составе роботизированных измерительных комплексов позволит эффективно осуществлять выполнение широкого спектра измерительных задач для маркшейдерского обеспечения подземного строительства, при выполнении различных работ в горной промышленности и т. п.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петроченко А.В. Мультипроекционные системы обработки последовательности изображений для формирования геопространственной информации о подстилающей поверхности // Комплексы с беспилотными летательными аппаратами. Робототехнические комплексы на основе БЛА. – М.: Радиотехника, 2016. – С. 644–660.
2. Гришин В.А. Оценка статистических характеристик изображений местности с точки зрения их пригодности для 3D реконструкции // Искусственный интеллект в технических системах: Сб. научн. тр. Вып. 24. – М.: Гос. ИФТП, 2004. – С. 63–74.
3. Петроченко А.В. Исследование и разработка оптико-электронной системы контроля деформаций протяжённых объектов сложной формы методом последовательной привязки координат: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2017. – 19 с.
4. Konyakhin I.A., Vasilev A.S., Petrochenko A.V. Electrooptic converter for measuring linear shifts of the section boards at the main dish of the radiotelescope // Studies in Systems, Decision and Control. – 2016. – V. 49. – P. 269–277.
5. Konyakhin I.A., Stepashkin I.S., Petrochenko A.V. System of the optic-electronic sensors for control position of the radio telescope elements // Proceedings of SPIE. – 2016. – V. 9899. – P. 989934.
6. Konyakhin I.A., Petrochenko A.V., Tolochek N.S. Optic-electronic systems for measurement a position of radio-telescope components // Proceedings of SPIE. – 2015. – V. 9446. – P. 94460M.
7. Konyakhin I.A., Petrochenko A.V., Tolochek N.S. Optic-electronic system for deformation of radio-telescope counter-reflector computer modeling // Proceedings of SPIE. – 2014. – V. 9131. – P. 913110.
8. A vision system to reconstruct natural deep-sea scenes in 3D / A.G. Allais, V. Brandou, S. Dentrecolas, J.P. Gilliotte, M. Iris Perrier // Proceedings of the Seventeenth International Offshore and Polar Engineering Conference. – Lisbon, Portugal, 1–6 July 2007. – P. 111–118.
9. Зубарь А.В., Кайков К.В., Ушнурцев С.В. Оценка распределения оценок точности определения координат по измерительному пространству системы технического зрения // Состояние и перспективы развития современной науки по направлению «Техническое зрение и распознавание образов»: Сборник тезисов докладов научно-технической конференции. – Анапа: ВИТ «ЭРА», 2019. – С. 46–55.
10. Козлов В.Л., Кузьмичев И.Р. Измеритель дальности и размерных параметров объектов на основе цифровой фотокамеры // Вестник Белорусского государственного университета. Сер. 1, Физика. Математика. Информатика. – 2011. – № 1. – С. 33–38.
11. Самойлов А.М., Гренке В.В., Шакиров И.В. Оценка точности определения координат объекта в рабочей зоне стереодально-
- мера // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310. – № 2. – С. 112–115.
12. Коротаев В.В., Нгуен Х.В., Ярышев С.Н. Анализ схемы расположения камер в активной стереоскопической системе безопасности автомобиля // Евразийский союз ученых. – М.: Международный Образовательный Центр, 2014. – № 5-3 (5). – С. 84–86.
13. Румянцев К.Е., Кравцов С.В. Анализ измерительного пространства цифровой телевизионной стереоскопической системы. Точечное и интервальное оценивание координат точек трёхмерной сцены // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2011. – Т. 7. – № 3. – С. 38–48.
14. Румянцев К.Е. Анализ ошибок измерений глубины точек трёхмерной сцены цифровой телевизионной стереоскопической системой // Радиотехника. – 2011. – № 9. – С. 83–93.
15. Faugeras O., Luong T., Maybank S. Camera self-calibration: theory and experiments // Proc. Second European Conf. Computer Vision. – Santa Margherita Ligure, Italy, May 1992. – P. 321–334.
16. Faugeras O., Toscani G. The calibration problem for stereo // Proc. IEEE Conf. Computer Vision and Pattern Recognition. – Miami Beach, Florida, June 1986. – P. 15–20.
17. Ganapathy S. Decomposition of transformation matrices for robot vision // Pattern Recognition Letters. – December 1984. – V. 2. – P. 401–412.
18. Gennery D. Stereo-camera calibration // Proc. 10th Image Understanding Workshop. – San Francisco, CA, 1979. – P. 101–108.
19. Зубарь А.В. Оптико-электронная система определения параметров целей. Теоретические основы построения: моногр. – Омск: ОАБИИ, 2018. – С. 32–50.
20. Semenuta O. Analysis of camera calibration with respect to measurement accuracy // Procedia CIRP 41, 2016, pp 765 – 770.
21. A novel camera calibration technique based on differential evolution particle swarm optimization algorithm / Li Deng, Gen Lu, Yuying Shao, Minrui Fei and Huosheng Hu // Neurocomputing. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/209005979.pdf> (дата обращения 10.06.2020)
22. Способ определения координат объектов по их цифровым изображениям: пат. Рос. Федерация № 2697822; заявл. 19.11.18; опубл. 21.08.19, Бюл. № 6.
23. Свидетельство 2019663456. Программа моделирования измерительной области определения координат СТЗ: программа для ЭВМ / А.В. Зубарь (RU); правообладатель А.В. Зубарь; №2019662172; заявл. 03.10.2019. опубл. 16.10.2019. Бюл. № 10.
24. Группа компаний Геодезия и Строительство. URL: <https://gis2000.ru/equipment/spectra-precision-focus-2-5.html> (дата обращения 17.06.2020).
25. Exmor. Википедия. Свободная энциклопедия. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Exmor> (дата обращения 3.10.2020).

Поступила 10.03.2021 г.

#### Информация об авторах

**Зубарь А.В.**, кандидат технических наук, докторант Омского автобронетанкового инженерного института.

**Хамитов Р.Н.**, доктор технических наук, профессор кафедры электрической техники Омского государственного технического университета; профессор 5 кафедры электрооборудования и автоматики, Омского автобронетанкового инженерного института.

**Кайков К.В.**, преподаватель 5 кафедры электрооборудования и автоматики Омского автобронетанкового инженерного института.

UDK 514.88

## SIMULATION MODEL OF ASSESSMENT OF COMPUTER VISION SYSTEM ACCURACY

Aleksey V. Zubar<sup>1</sup>,  
alexey\_zubar@mail.ru

Rustam N. Khamitov<sup>2,1</sup>,  
apple\_27@mail.ru

Kiril V. Kaykov<sup>1</sup>,  
kirkaykov@mail.ru

<sup>1</sup> Omsk Tank-Automotive Engineering Institute,  
119, 14 voenny gorodok street, Omsk, 644098, Russia.

<sup>2</sup> Omsk State Technical University,  
11, Mira avenue, Omsk, 644050, Russia.

**The relevance** of the study is caused by the urgent need to develop a model for assessing the accuracy of determining the spatial position of objects, as well as tracking the position and movement of their boundaries by a computer vision system, which, as part of automated systems, can be used when carrying out various geodetic works, for surveying support of underground construction, 3D reconstruction of the surface landscape land, terrain mapping, when performing work in the mining industry, as well as servicing large and extended objects. It is especially important to use computer vision systems that allow spatial measurements in cases where traditional laser means do not provide high efficiency, for example, due to a high degree of scattering or, conversely, absorption of laser radiation by the surface of the observed object or small angular dimensions.

**Purpose:** assessment of the measurement space geometry and determine the distribution patterns of the measurement accuracy within its boundaries.

**Problem statement:** development of a simulation model that provides reconstruction of the form and dimensions of the measurement space and visualization of the distribution of measurement accuracy of coordinates of objects, taking into account the technical data of the cameras, their relative positions and orientations, as well as the influence on the measuring process of random components arising both during the assembly of the system and during its operation.

**Methods:** mathematical model method.

**The novelty** of the developed model is characterized by the fact that it was the first one to realize the possibility of estimating the distribution of errors in determining coordinates by the technical vision system over the entire depth of its measuring space. When modeling, there are no restrictions on the relative position of the cameras and their obligatory uniformity. For the first time, the model takes into account random errors associated with both the determination of the relative orientation of the position of the cameras, and with inaccuracies in their manufacture, as well as the capabilities of the applied system calibration method.

**Results.** The paper introduces the results of the analysis of models known from the level of science and technology for assessing the accuracy in determining the three-dimensional coordinates of objects by the technical vision system, their disadvantages are shown. The essence and main stages of transformations in the development of the model for assessing the accuracy in determining the coordinates of objects and their distribution over the measuring space by the computer vision system are disclosed.

**Conclusions.** The model based on the set of external and internal parameters of the cameras, as well as taking into account the expected random errors in the assembly and adjustment of the measuring system, makes it possible to estimate the accuracy in determining the coordinates of objects and the geometry of the measuring space. The presented model makes it possible to evaluate the accuracy of determining the spatial coordinates of objects, the position and movement of their boundaries when using computer vision systems as part of geodetic automated measuring systems. In addition, the use of this model makes it possible to optimize the process of formulating technical requirements for video or cameras and their relative position in the course of measurements.

**Key words:**

Modeling, accuracy assessment, determination of coordinates, computer vision system, measuring system.

**REFERENCES**

1. Petrochenko A.V. Multiproektsionnye sistemy obrabotki posledovatelnosti izobrazheniy dlya formirovaniya geoprostranstvennoy informatsii o podstilayushchey poverkhnosti (Moskva) [The multiprojective systems of processing of the sequence of images for formation of geospatial information on the underlying surface (Moscow)]. *Kompleksy s bespilotnymi letatelnyimi apparatami. Robototekhnicheskie komplekсы na osnove BLA*. Moscow, Radio-tehnika Publ., 2016. pp. 644–660.
2. Grishin V.A. Otsenka statisticheskikh kharakteristik izobrazheniy mestnosti s tochki zreniya ikh prigodnosti dlya 3D rekonstruksii (Moskva) [Assessment of statistical characteristics of images of the area in terms of their suitability for 3D reconstruction (Moscow)]. *Proceedings. Artificial intelligence in technical systems*, 2004, no. 24, pp. 63–74.
3. Petrochenko A.V. *Issledovanie i razrabotka optiko-elektronnoy sistemy kontrolya deformatsiy protyazhennykh obyektov slozhnoy formy metodom posledovatelnoy privyazki koordinat*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Research and development of an optoelectronic system for monitoring the deformations of extended objects of complex shape by the method of sequential coordinate referencing. Cand. Diss. Abstract]. St. Petersburg, 2017. 19 p.
4. Konyakhin I.A., Vasilev A.S., Petrochenko A.V. Electrooptic Converter for Measuring Linear Shifts of the Section Boards at the Main Dish of the Radiotelescope. *Studies in Systems, Decision and Control*, 2016, vol. 49, pp. 269–277.
5. Konyakhin I.A., Stepashkin I.S., Petrochenko A.V. System of the optic-electronicsensors for control position of the radio telescope elements. *Proceedings of SPIE*, 2016, vol. 9899, pp. 989934.

6. Konyakhin I.A., Petrochenko A.V., Tolochek N.S. Optic-electronic systems for measurement a position of radio-telescope components. *Proceedings of SPIE*, 2015, vol. 9446, pp. 94460M.
7. Konyakhin I.A., Petrochenko A.V., Tolochek N.S. Optic-electronic system for deformation of radio-telescope counter-reflector computer modeling. *Proceedings of SPIE*, 2014, vol. 9131, pp. 91311O.
8. Allais A.G., Brandou V., Dentrecolas S., Gilliotte J.P., Perrier I.M. A vision system to reconstruct natural deep-sea scenes in 3D. *Proc. of the Seventeenth International Offshore and Polar Engineering Conference*. Lisbon, Portugal, 1–6 July 2007. pp. 111–118.
9. Zubar A.V., Shcherbo A.N., Kaykov K.V. Otsenka raspredeleniya otsenok tochnosti opredeleniya koordinat po izmeritelnomu prostanstvu sistemy tekhnicheskogo zreniya (Anapa) [Analysis of mathematical models of accuracy of determination of coordinates of objects according to digital images (Anapa)]. *Sostoyaniye i perspektivy razvitiya sovremennoy nauki po napravleniyu «Tekhnicheskoe zrenie i raspoznavanie obrazov»*: Sbornik tezisev dokladov nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, 2020, no.1 (20), pp. 5-9.
10. Kozlov V.L., Kuzmichev I.R. Measuring instrument of range and dimensional parameters of objects based on the digital camera. *Bulletin of Belarusian State University. Physicist. Mathematics. Informatics*, 2011, no. 1, pp. 33–38. In Rus.
11. Samoylov A.M. Grenke V.V., Shakirov I.V. Assessment of accuracy of determination of coordinates of an object in the working area of a stereo range finder (Tomsk). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2007, vol. 310, no. 2, pp. 112–115. In Rus.
12. Korotayev V.V., Nguyen Kh.V., Yaryshev S.N. Analiz skhemy raspolozheniya kamer v aktivnoy stereoskopicheskoy sisteme bezopasnosti avtomobilya [Analysis of the layout of cameras in an active three-dimensional safety system of a vehicle]. *Evrasiyskiy soyuz uchenykh* [Eurasian Union of Scientists]. Moscow, Mezhdunarodny Obrazovatelny Tsentr Publ., 2014. No. 5-3 (5), pp. 84–86.
13. Rumyantsev K.E., Kravtsov S.V. Analysis of measuring space of a digital television three-dimensional system. Pointed and interval estimation of coordinates of points of a three-dimensional scene. *Electrotechnical and information complexes and systems*, 2011, vol. 7, no 3, pp. 38–48. In Rus.
14. Rumyantsev K.E. Analysis of errors of measurements of depth of points of a three-dimensional scene by a digital television three-dimensional system. *Radio engineering*, 2011, no. 9, pp. 83–93. In Rus.
15. Faugeras O., Luong T., Maybank S. Camera self-calibration: theory and experiments. *Proc. Second European Conf. Computer Vision*. Santa Margherita Ligure, Italy, 1992. pp. 321–334.
16. Faugeras O., Toscani G. The calibration problem for stereo. *Proc. IEEE Conf. Computer Vision and Pattern Recognition*. Miami Beach, Florida, 1986. pp. 15–20.
17. Ganapathy S. Decomposition of transformation matrices for robor vision. *Pattern Recognition Letters*, 1984, vol. 2, pp. 401–412.
18. Gennery D. Stereo-camera calibration. *Proc. 10<sup>th</sup> Image Understanding Workshop*. San Francisco, CA, 1979. pp. 101–108.
19. Zubar A.V. *Optiko-elektronnaya sistema opredeleniya parametrov tseley. Teoreticheskie osnovy postroyeniya* [Optical-electronic system of determination of parameters of the purposes. Theoretical bases of construction]. Omsk, OABII Publ., 2018. pp. 32–50.
20. Semenuta O. Analysis of camera calibration with respect to measurement accuracy. *Procedia CIRP*, 2016, vol. 41, pp. 765–770.
21. Li Deng, Gen Lu, Yuying Shao, Minrui Fei, Huosheng Hu. A novel camera calibration technique based on differential evolution particle swarm optimization algorithm. *Neurocomputing*. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/209005979.pdf> (accessed 10 June 2020).
22. Zubar A.V., Kaykov K.V., Pipovarov V.P., Shcherbo A.N., Tishin S.A., Shargin A.W., Yablochkin A.B. *Sposob opredeleniya koordinat obyektov po ikh tsifrovym izobrazheniyam* [Way of determination of coordinates of objects according to their digital images]. Patent RF, no. 2697822, 2019.
23. Zubar A.V. *Programma modelirovaniya izmeritelnoy oblasti opredeleniya koordinat STZ* [Program of modeling of a measuring range of definition of coordinates of a system of computer vision]. Patent RF, no. 2019662172, 2019.
24. *Group of companies Geodesy and Construction*. 2020. Available at: <https://gis2000.ru/equipment/spectra-precision-focus-2-5.html> (accessed 17 June 2020).
25. *Exmor*. 2020. Wikipedia. Free encyclopedia. Available at: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Exmor> (accessed 3 October 2020).

*Received: 10 March 2021.*

#### Information about the authors

**Aleksey V. Zubar**, Cand. Sc., postdoctoral student, Omsk Tank-Automotive Engineering Institute.

**Rustam N. Khamitov**, Dr. Sc., professor, Omsk State Technical University; professor, Omsk Tank-Automotive Engineering Institute.

**Kiril V. Kaykov**, lecturer, Omsk Tank-Automotive Engineering Institute.

УДК 556.3(571.1)

## ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ГИДРОГЕОХИМИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ РАДОНОВЫХ ВОД КАМЕНСКОЕ» (Г. НОВОСИБИРСК)

Новиков Дмитрий Анатольевич<sup>1,2</sup>,  
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Сухорукова Анна Федоровна<sup>1,2</sup>,  
SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

Корнеева Татьяна Владимировна<sup>1</sup>,  
KorneevaTV@ipgg.sbras.ru

Каменова-Тоцева Росица Михайлова<sup>3</sup>,  
r.totzeva@ncrrp.org

Максимова Анастасия Алексеевна<sup>2</sup>,  
rock.nastaya64@gmail.com

Деркачев Антон Сергеевич<sup>2</sup>,  
a.derkachev@g.nsu.ru

Дульцев Федор Федорович<sup>1</sup>,  
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Черных Анатолий Витальевич<sup>1</sup>,  
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3/6.

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

<sup>3</sup> Национальный центр радиобиологии и радиационной защиты,  
Болгария, 1606, г. София, ул. «Св. Георгия Софийского», 3.

**Актуальность** исследования состоит в получении новых сведений о гидрогеологии и гидрогеохимии слабоизученных месторождений радоновых вод города Новосибирска на юге Западной Сибири. Новосибирск относится к числу тех немногих городов России, которые были заложены на гранитах – источнике эманации радона (<sup>222</sup>Rn). В геологическом отношении изучаемая территория приурочена к внутренней области крупного Новосибирского гранитоидного массива. Научных обобщений имеющегося фактического материала не проводилось.

**Цель:** выявление особенностей гидрогеологического строения и гидрогеохимии месторождения радоновых вод «Каменское», изучение форм миграции химических элементов в водах и оценка степени их насыщения относительно ряда карбонатных, сульфатных и силикатных минералов.

**Методы.** Отбор проб выполнялся в соответствии с общепринятыми методиками. Обобщение и анализ гидрогеохимических данных проводилось с применением программных средств Microsoft Excel, STATISTICA, SURFER, Grid Master. В среде программных комплексов Visual Minteq и WATEQ4f выполнены физико-химические расчеты форм миграции химических элементов в радоновых водах и степени их насыщения к ряду породообразующих минералов.

**Результаты:** В гидрогеологическом разрезе месторождения радоновых вод «Каменское» геологоразведочными работами установлено два водоносных комплекса (сверху вниз): поровых вод четвертичных отложений и трещинно-жильных вод верхнепалеозойских гранитов. В условиях Центрального района города Новосибирска, где почти вся площадь поверхности покрыта асфальтом и занята под сооружения и инфильтрация атмосферных осадков осложнена, естественный режим питания подземных вод нарушен. Порово-пластовые воды четвертичных отложений, воды зоны региональной трещиноватости и трещинно-жильные воды верхнепалеозойских гранитов находятся в единой области смешения, на которую оказывают влияние процессы подтопления и антропогенного загрязнения. В этой связи в водоносном комплексе верхнепалеозойских гранитов выделяется две гидрогеохимической зоны: верхняя – воды зоны региональной трещиноватости в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия, и нижняя – трещинно-жильные минеральные радоновые воды. Минеральные радоновые трещинно-жильные воды гранитов, не подверженные антропогенному влиянию установлены в скв. 4п (интервал 73–74 м) и в скв. 16 на глубинах от 73 до 128 м. Они холодные собственно пресные HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> Na-Ca и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> Na-Mg-Ca состава с величиной общей минерализации от 613,4 до 689,9 мг/дм<sup>3</sup> с содержанием кремния 10,3–13,6 мг/дм<sup>3</sup>. Они характеризуются pH от нейтральных до слабощелочных (6,9–7,8), кислородно-азотным составом водоразтворенных газов. Установленная активность <sup>222</sup>Rn варьирует в диапазоне 1101–1570 Бк/дм<sup>3</sup> (сильно радоновые воды по классификации Н.И. Толстихина); содержания: <sup>238</sup>U от 5,6·10<sup>-3</sup> до 6,5·10<sup>-3</sup> мг/дм<sup>3</sup> и <sup>226</sup>Ra от 2,7·10<sup>-9</sup> до 1,8·10<sup>-8</sup> мг/дм<sup>3</sup>. С ростом общей минерализации радоновых вод доля простых катионных форм Mg<sup>2+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Na<sup>+</sup>, Sr<sup>2+</sup>, Ba<sup>2+</sup> в растворе уменьшается, это связано с образованием труднорастворимых карбонатных и сульфатных соединений. В радоновых водах формы Fe(II) представлены в виде Fe<sup>2+</sup>, FeHCO<sub>3</sub><sup>+</sup>, FeCO<sub>3</sub><sup>0</sup>. Fe(III) мигрирует в форме положительно заряженных гидроксокомплексов Fe(OH)<sup>2+</sup> и нейтральных Fe(OH)<sub>3</sub><sup>0</sup>. Среди форм миграции марганца доминирует простой катион Mn<sup>2+</sup> (43,71–99,99 %), остальные формы представлены MnHCO<sub>3</sub><sup>+</sup> (9,89–28,27 %), MnCO<sub>3</sub><sup>0</sup> (0,01–37,39), еще в меньшей степени MnSO<sub>4</sub><sup>0</sup> (0,20–2,25 %), MnCl<sup>+</sup> (0,04–1,12 %) и MnOH<sup>+</sup> (0,01–0,05 %). Химические формы миграции тяжелых металлов (никеля и меди) представлены в виде свободных катионов (Ni<sup>2+</sup>, Cu<sup>2+</sup>), гидрокарбонатных (NiHCO<sub>3</sub><sup>+</sup>, CuHCO<sub>3</sub><sup>+</sup>) и карбонатных (NiCO<sub>3</sub><sup>0</sup>, CuCO<sub>3</sub><sup>0</sup>) комплексов. Медь также мигрирует в нейтральной форме Cu(OH)<sub>2</sub><sup>0</sup>. Бериллий (1 класс опасности) мигрирует в форме гидроксокомплекса Be(OH)<sub>2</sub>. Установленные особенности геохимических типов вод, долевого распределения форм и коэффициентов водной миграции химических элементов выявили усложнение состава равновесных минералов от сидерита, ферригидрита и гриналита в поверхностных водах до их насыщения кальцитом, доломитом, магнезитом, родохритом и тальком в трещинно-жильных водах верхнепалеозойских гранитов. Формы миграции химических элементов обуславливают механизмы растворения/осаждения минеральных соединений.

### Ключевые слова:

Гидрогеохимия, радоновые воды, уран, радий, радон, микрокомпоненты, формы миграции, индексы насыщения, месторождение радоновых вод «Каменское», город Новосибирск, Западная Сибирь.



## Введение

Настоящая работа продолжает серию статей [1–5], посвященных радоновым водам города Новосибирска. Большая часть исследуемой территории расположена на гранитах одноименного массива (рис. 1).

Радоновые воды имеют широкое распространение на Земле с максимально известными к настоящему времени концентрациями радона до  $182000 \text{ Бк/дм}^3$  [6–23]. Ранее в научной литературе отмечалось, что Новосибирские радоновые воды в России являются наименее изученными [24–28]. История их изучения СУ «Енисейстрой» МВД СССР начинается с 1945 г. и в дальнейшем связана с Березовской экспедицией. В результате этих работ недалеко от города было открыто Пригородное месторождение урана [29, 30].

В связи с открытием в 1974 г. радоновых вод санатория «Заельцовский бор», который значительно удален от центра города, городскими властями в 1982 г. было запланировано строительство «Горводолечебницы» в районе станции Скорой помощи в квартале между улицами Ольги Жилиной, Фрунзе, Семьи Шамшиных и долиной р. Каменки, которое так и не было осуществлено. Геологоразведочные работы на месторождении «Каменское» проводила Новосибирская геолого-поисковая экспедиция производственного объединения «Новосибирскгеология», под руководством старшего гидрогеолога Е.К. Вериги. В изучении месторождения принимали участие гидрогеологи С.В. Шабанов, И.П. Карпинский, Г.Л. Самсонов, Т.В. Терехова, Е.П. Виценко, Н.Н. Бусоргина, М.Н. Козлова, В.П. Мочалов и другие.

В геоморфологическом отношении изучаемый участок приурочен к участку Заобской расчлененной равнины с врезанной в нее долиной реки Каменка (правый приток реки Обь). Равнина полого снижается к долине реки Каменка от абсолютных отметок 160 м до 140–130 м и в естественном состоянии круто обрывалась в долину уступами высотой до 20 м. В настоящее время выполнено инженерное улучшение поверхности участка, крутые склоны срезаны, а пойма р. Каменки и прилегающие овраги замыты песком. Русло р. Каменки спрямлено и проложено в бетонных трубах. В конце 1970-х гг. в городе Новосибирске были выполнены поисковые работы на радоновые воды, на исследуемом участке была пробурена скважина № 4 глубиной 172,2 м и гипсометрически ниже на борту р. Каменки – скважина № 11п глубиной 81,4 м. Обе скважины вскрыли радоновые воды, в которых были проведены комплексные радио-гидрогеологические исследования.

Месторождение «Каменское» расположено в густо застроенном Центральном районе города Новосибирска и приурочено к одноименному массиву верхнепалеозойских гранитов (рис. 1), залегающих на глубинах около 50 м. Радоновые воды месторождения подвержены значительному антропогенному загрязнению за счет процессов подтопления, которые затронули четвертичные отложения и зону региональной трещиноватости гранитов. Минеральные радоновые трещинно-жильные воды гранитов, не подверженные

антропогенному влиянию, установлены в скв. 4п (интервал 73–74 м) и в скв. 16 на глубинах от 73 до 128 м. Они холодные собственно пресные  $\text{HCO}_3$  Na-Ca и  $\text{HCO}_3$  Na-Mg-Ca (в формуле М.Г. Курлова учтены компоненты  $>10\%$ -экв.) состава с величиной общей минерализации от 613,4 до 689,9 мг/дм<sup>3</sup> с содержанием кремния 10,3–13,6 мг/дм<sup>3</sup>. Они характеризуются значениями pH от нейтральных до слабощелочных (6,9–7,8), кислородно-азотным составом водорастворенных газов. Установленная активность <sup>222</sup>Rn варьируют в диапазоне 1101–1570 Бк/дм<sup>3</sup>; содержания: <sup>238</sup>U от  $5,6 \cdot 10^{-3}$  до  $6,5 \cdot 10^{-3}$  мг/дм<sup>3</sup> и <sup>226</sup>Ra от  $2,7 \cdot 10^{-9}$  до  $1,8 \cdot 10^{-8}$  мг/дм<sup>3</sup>.

## Фактический материал и методика исследования

С 2017 г. в лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН начаты работы по архивации, а с 2019 г. – комплексные полевые исследования радоновых вод Новосибирской области. В течение этого периода для детальных изотопно-гидрогеохимических исследований отобрано более 150 проб. Отбор проб, предварительная пробоподготовка выполнялись в соответствии с общепринятыми методиками. Изучение быстроизменяющихся параметров – с помощью полевой гидрогеохимической лаборатории и полевого оборудования (Hanna HI9125, кислородомер АКПМ-1-02Л), выполнялось полевое определение общей минерализации вод (кондуктометр S3-Field kit Seven2Go, Mettler Toledo). Радиационная обстановка на месте отбора проб оценивалась с помощью дозиметра гамма-излучения ДКГ-07Д Дрозд. Изучение содержания радона в воде проводилось комплексом для мониторинга радона, торона и их дочерних продуктов «Альфарад плюс».

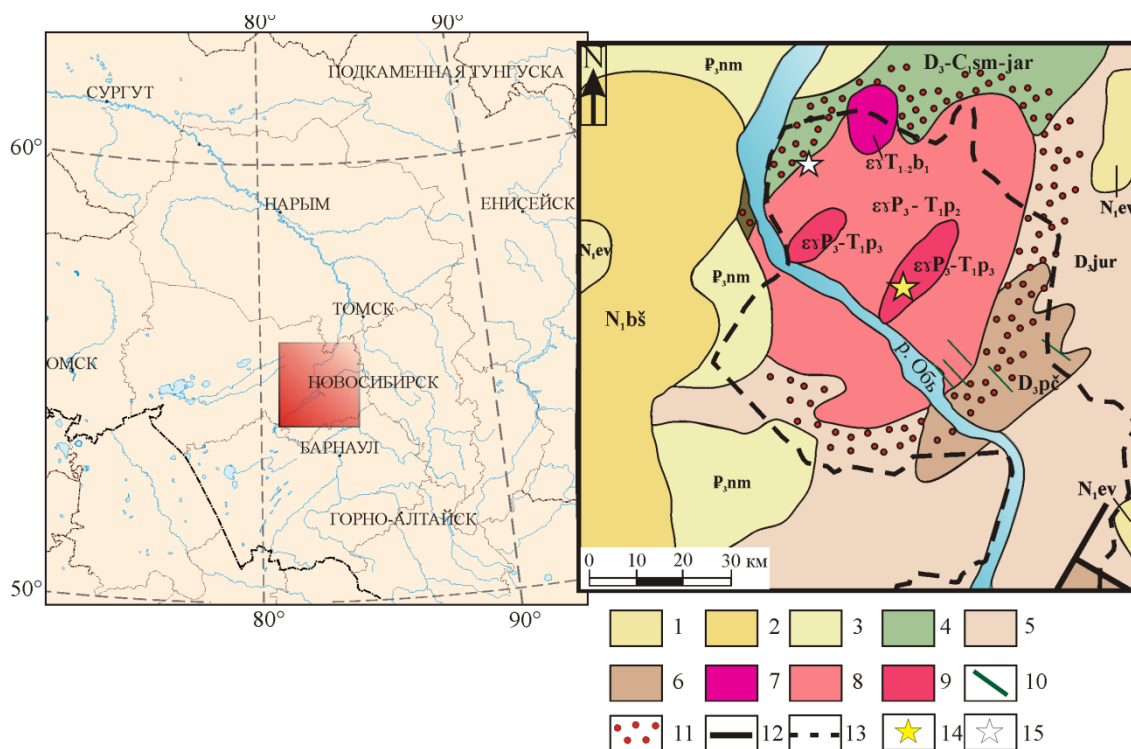
Массив гидрогеохимических данных по месторождению «Каменское» представлен 49 пробами, а общий банк данных – более 1300 записями. Изучение гидрогеохимических данных проводилось в среде программ Microsoft Excel, STATISTICA, SURFER, Grid Master. При помощи Visual Minteq и WATEQ4f выполнены физико-химические расчеты форм миграции химических элементов в радоновых водах и степени их насыщения к ряду порообразующих минералов. Название химического типа вод дано с учетом  $>10\%$ -экв в порядке возрастания.

Использование геохимических коэффициентов (Ca/Na, Ca/Mg, Ca/Si, Mg/Si, Na/Si, Si/Na, rNa/rCl и SO<sub>4</sub>/Cl) позволило разделить имеющиеся данные на однородные геохимические совокупности по процессам формирования их состава (гидролиз алюмосиликатов, окисление сульфидных минералов, антропогенное влияние).

## Результаты исследования и обсуждение

### Гидрогеологические условия

Месторождение радоновых вод «Каменское» приурочено к внутренней области Новосибирского гранитоидного массива (рис. 1), особенности геологического строения которого обобщены нами ранее [1].

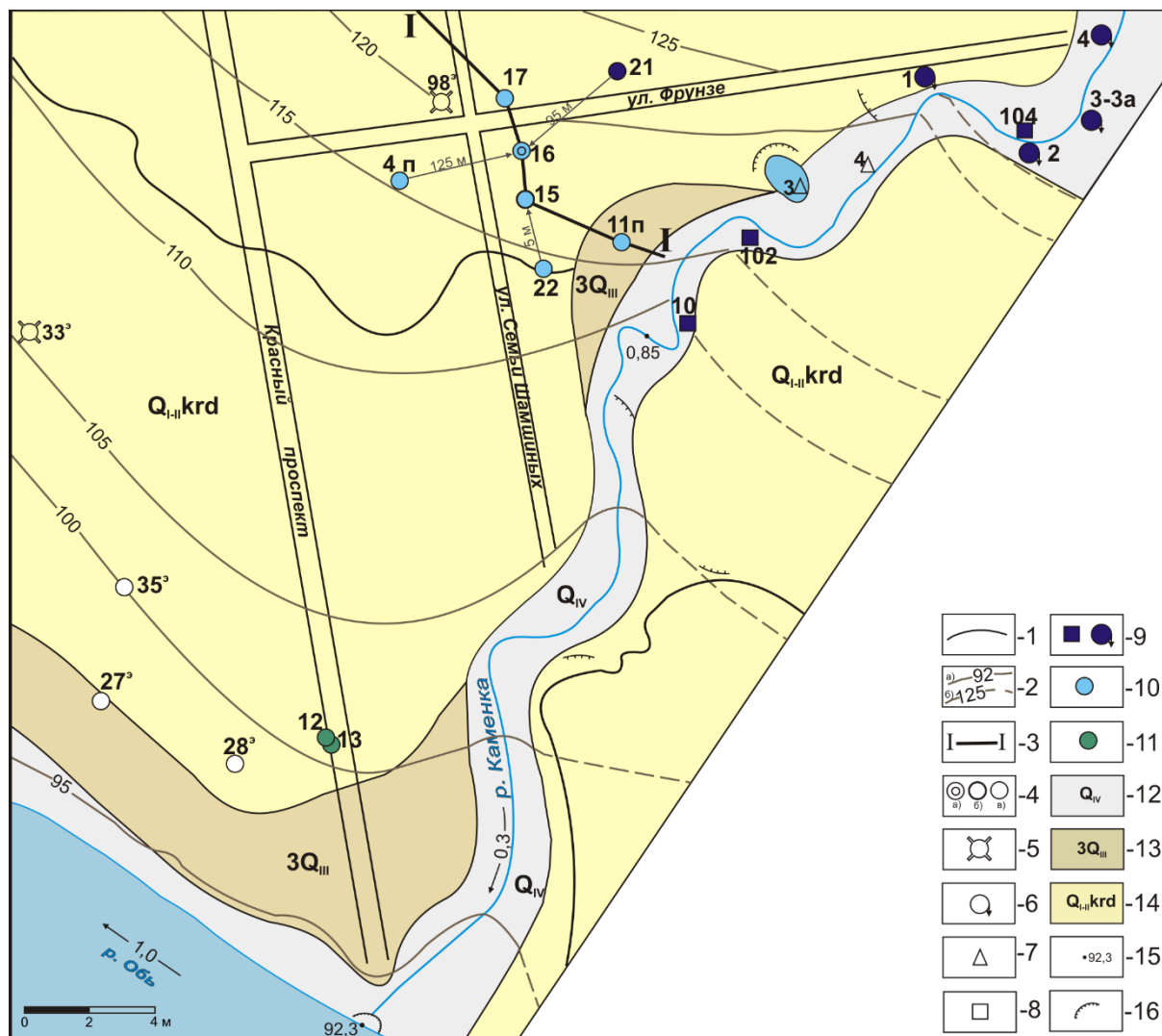


**Рис. 1.** Местоположение района исследований (по [31]). 1 – евсинская свита ( $N_{1ev}$ ) – глины мраморовидные пестроокрашенные; 2 – бецеульская свита ( $N_{1bš}$ ) – алевриты с прослоями глинистых песков, гравия, галечников; 3 – новомихайловская свита ( $P_{3nm}$ ) – переслаивание песков, алевритов, бурых глин, лигнитовых углей; 4 – саламатовская и ярская толщи нерасчлененные ( $D_3 - C_{1sm-jar}$ ); 5 – юргинская свита ( $D_{3jur}$ ) – песчаники серые полимиктовые, в нижней части известковые, сланцы глинистые, алевролиты, прослои гравелитов и известняков; 6 – пачинская свита ( $D_{3pč}$ ) – сланцы глинистые темно-серые, алевролиты, прослои песчаников, пакки известняков; Барлакский гранит-лейкогранитовый мезоабиссальный комплекс: 7 – первая фаза, монцолейкограниты и лейкограниты биотитовые среднезернистые, реже монцограниты биотитовые и амфибол-биотитовые ( $\epsilon_3 T_{1,2} b_1$ ); Приобский монцодиорит-гранодиоритовый мезоабиссальный комплекс: 8 – вторая фаза, монцограниты, граносиениты, граниты, гранодиориты амфиболовые среднезернистые, порфирированные с директивной текстурой ( $\epsilon_3 P_3 - T_{1p_2}$ ); 9 – третья фаза, монцограниты биотитовые мелкозернистые ( $\epsilon_3 P_3 - T_{1p_3}$ ); 10 – дайки спессартитов, кварцевых монцодиорит-порфиритов; 11 – контактовые роговики и ороговикованные породы; 12 – разломы; 13 – граница г. Новосибирска; 14 – район исследований; 15 – Заельцовское месторождение минеральных радоновых вод

**Fig. 1.** Location of the research area (by [31]). 1 – Evsinskaya Formation ( $N_{1ev}$ ) – marble-shaped multi-colored clays; 2 – Bescheuli Formation ( $N_{1bš}$ ) – siltstones with interlayers of clay sands, gravel, pebbles; 3 – Novomikhailovskaya Formation ( $P_{3nm}$ ) – interlayering of sands, silts, clays and lignite coals (10–120 m); 4 – Salamat and Yur strata (not divided) ( $D_3 - C_{1sm-jar}$ ); 5 – Yurga Formation ( $D_{3jur}$ ) – gray polymictic sandstones, calcareous in the lower part, clay shales, siltstones, interlayers of gravelites, limestones; 6 – Pachinsky Formation ( $D_{3pč}$ ) – dark gray clay shales, siltstones, sandstone beds, limestone packs; Barlak granite-leucogranite meso-abyssal complex: 7 – first phase, monzoleucogranites and medium-grained biotite leucogranites, less often biotite and amphibole-biotite monzogranites ( $\epsilon_3 T_{1,2} b_1$ ); Priobsky monzodiorite-granodiorite meso-abyssal complex: 8 – second phase, monzogranites, granosyenites, granites, amphibole granodiorites, medium-grained, porphyritic with directive texture ( $\epsilon_3 P_3 - T_{1p_2}$ ); 9 – third phase: fine-grained monzogranites ( $\epsilon_3 P_3 - T_{1p_3}$ ); 10 – dykes of spessartites, quartz monzodiorite-porphyrites; 11 – contact hornfelsed and hornfelsed rocks; 12 – faults; 13 – Novosibirsk city boundary; 14 – research area; 15 – «Zaeltsovskoe» mineral radon field

В гидрогеологическом разрезе месторождения минеральных радоновых вод «Каменское» геологоразведочными работами установлено два водоносных комплекса. Верхний представлен поровыми водами четвертичных отложений. Ниже залегает водоносный комплекс, включающий воды зоны региональной трещиноватости и трещинно-жильные воды верхнепалеозойских гранитов (рис. 2, 3). Подобные гидрогеологические условия характеризуют большую часть города Новосибирска. Двухъярусный гидрогеологический разрез широко развит в прибортовых районах артезианских бассейнов [32–37].

Водоносный комплекс порово-пластовых вод четвертичных отложений представлен глинисто-песчаными отложениями водоносного горизонта красnodубровской свиты нижне-среднечетвертичного возраста и песчаными аллювиальными отложениями водоносного горизонта верхнечетвертичного возраста, слагающими первую надпойменную террасу и пойму реки Каменка. Водоносный комплекс изучен бурением скважинами № 15, 16, 17, 21, 22 и 11п. Мощность четвертичных отложений закономерно уменьшается к пойме реки Каменка от 55 м в скважине 17 до 30 м в скважине 11п (рис. 3).



**Рис. 2.** Гидрогеологическая карта месторождения «Каменское»: 1 – границы первых от поверхности водоносных горизонтов; 2 – гидроизогипсы: а) установленные, б) предполагаемые; 3 – линия гидрогеологического разреза; 4 – скважины: а) разведочно-эксплуатационная, б) разведочная, в) поисковая; 5 – скважина эксплуатационная (ликвидированная); 6 – родник; 7 – место отбора проб воды из поверхностных водоемов; 8 – колодцы; Типы вод по концентрации радона (по Н.И. Толстикину): 9 – очень слаборадоновые: 37–185 Бк/дм<sup>3</sup>; 10 – умереннорадоновые: 185–1480 Бк/дм<sup>3</sup>; 11 – сильнорадоновые: 1480–2220 Бк/дм<sup>3</sup>; 12 – водоносный горизонт современных отложений пойменных террас р. Оби и р. Каменки (пески, супеси, суглинки); 13 – водоносный горизонт верхнечетвертичных отложений третьей надпойменной террасы р. Оби и р. Каменки (пески, суглинки); 14 – водоносный горизонт нижне-средне-четвертичных отложений краснодубровской свиты (пески, суглинки, глины); 15 – абсолютная отметка уровня водоема; 16 – выходы гранитов на дневную поверхность

**Fig. 2.** Hydrogeological map of the «Kamenskoe» field: 1 – boundaries of the first aquifers from the surface; 2 – hydroisohypses: a) established, b) alleged; 3 – line hydrogeological section; 4 – wells: a) exploration and production, b) exploration, c) prospect; 5 – production well (abandoned); 6 – spring; 7 – place of sampling; 8 – wells; Types of water according to the concentration of radon (according to N.I. Tolstikhin): 9 – very low radon: 37–185 Bq/dm<sup>3</sup>; 10 – moderately radon: 185–1480 Bq/dm<sup>3</sup>; 11 – radon: 1480–2220 Bq/dm<sup>3</sup>; 12 – aquifer of modern sediments of floodplain bench of the river Ob and river Kamenska (sand, sandy loam, loam); 13 – aquifer of the Upper Quaternary sediments of the third floodplain bench of the river Ob and river Kamenska (sand, loam); 14 – aquifer of the lower-mid-Quaternary sediments of the Krasnodubrovskaya Formation (sands, loams, clays); 15 – absolute reservoir elevation; 16 – granites outcrop

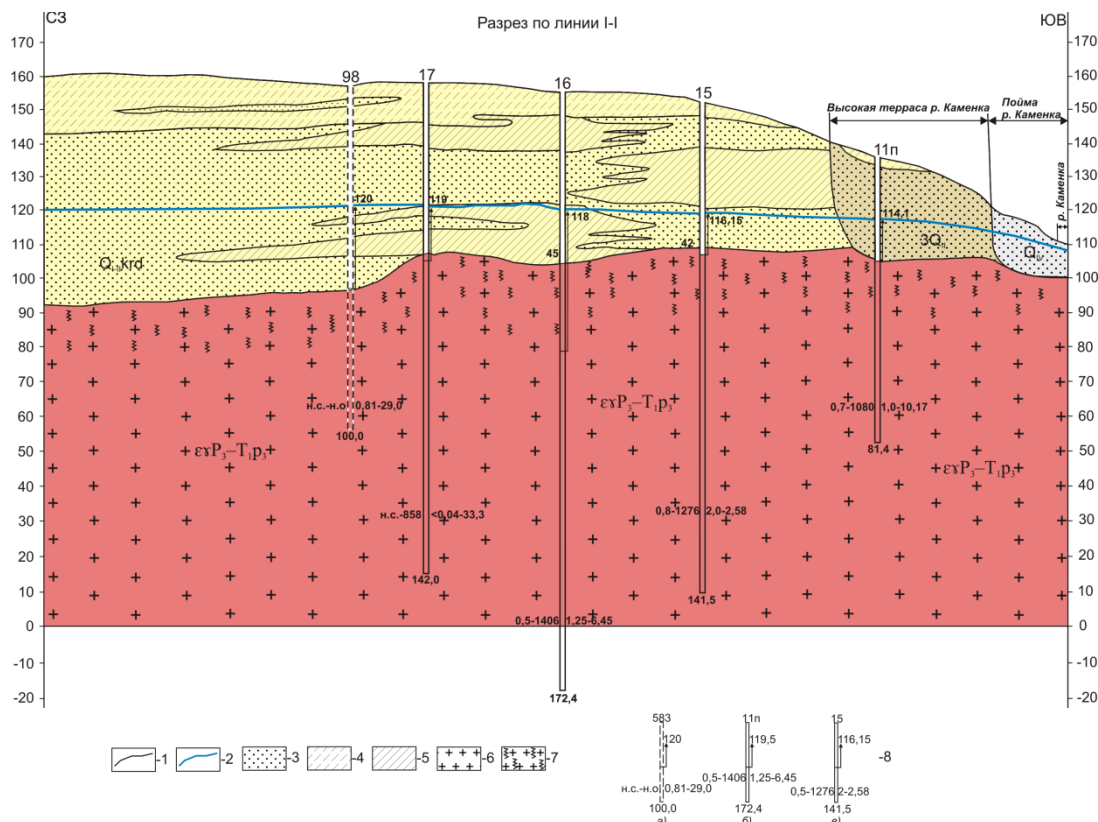
Река Каменка дренирует подземные воды водоносного комплекса четвертичных отложений. Водоносный горизонт краснодубровской свиты в изучаемом районе имеет преимущественно песчаный состав, лессовые суглинки и супеси имеют подчиненное значение. Суглинки залегают в виде линз и прослоев мощностью до 15 м, супеси мощностью до 15 м зале-

гают в верхней части разреза и включают прослойки песков мощностью до первых метров. Абсолютные отметки зеркала подземных вод комплекса закономерно снижаются в направлении реки Каменка и изменяются от 122,8 м в скважине 21 до 114,1 м в скважине 11п. Породы комплекса залегают на сильно эродированной поверхности Новосибирскому грани-

тоидного массива. Подземные воды безнапорные, питание водоносного горизонта инфильтрационное. Дебиты скважин составляют 0,15–0,81 л/с. Воды подвержены значительному антропогенному влиянию за счет процессов подтопления. По химическому составу воды они варьируют от  $\text{Cl-HCO}_3$  Na-Mg-Ca до  $\text{NO}_3\text{-Cl-HCO}_3$  Na-Ca с величиной общей минерализации до  $1800 \text{ мг/дм}^3$  с содержанием урана  $9,75 \cdot 10^{-5}$ – $7,8 \cdot 10^{-3} \text{ мг/дм}^3$ , радия  $1,3$ – $17,0 \cdot 10^{-9} \text{ мг/дм}^3$  и активностью радона  $163,2$ – $389,4 \text{ Бк/дм}^3$ .

Водоносный комплекс верхнепалеозойских гранитов представлен водами зоны региональной трещиноватости и трещинно-жильными водами. Поверхность гранитного батолита неровная, вскрывается скважинами на глубинах от 30 до 70 м. Самая глубокая на месторождении скважина № 16 вскрыла граниты до абс. отметки –18 м (рис. 3). Граниты от светлосерых до розовых, мелко-среднезернистые кварц-полевошпатового состава, иногда с примесью биотита. Граниты трещиноватые, на стенках трещин наблюдаются включения сульфидов (пирит, молибденит) и флюорита. В гранитах различается несколько генера-

ций трещин: 1) наиболее древние трещины залечены хлоритом, сульфидами, флюоритом, кварцем (они хорошо различаются в керне скважин, пересекают его под углами  $45$ – $60^\circ$ ); 2) трещины закальцитированные продуктами химического выветривания гранитов (скв. 16, интервалы:  $98,6$ – $99$ ;  $100,3$ – $100,6$  и  $168$ – $171$  м); 3) трещины закальцитированные гидроокислами железа (скв. 16, интервал:  $70,5$ – $76,4$  м) и 4) открытые трещины, по которым происходит циркуляция радоновых вод. В гидрогеологическом разрезе по данным расходометрического каротажа и материалам поинтервальных и пробных (опытных) откачек отмечается высокая неоднородность водоносности и водообильности зон трещиноватости гранитов. Так, в скважине № 15 водообильные зоны установлены в интервалах:  $47$ – $48,5$ ;  $50$ – $54$ ;  $62$ – $64$ ;  $72$ – $76$ ;  $81$ – $86$ ;  $87$ – $96$  и  $110$ – $117$  м; в скважине № 16 – в интервалах:  $74$ – $75$ ;  $82$ – $84$ ;  $86,5$ – $87,5$ ;  $91$ – $92$ ;  $104$ – $108$  и  $127$ – $128$  м и т. д. Притоки воды в скважины составляют  $0,08$ – $1,6$  л/с из разных зон при суммарных  $0,44$ – $2,66$  л/с. Дебиты варьируют в интервале  $1,2$ – $2,7$  л/с при понижениях  $0,8$ – $26$  м, а удельные дебиты составляют  $0,05$ – $1,6$  л/с.



**Рис. 3.** Гидрогеологический разрез по линии I-I. 1 – границы водоносных горизонтов; 2 – уровень трещинных вод в палеозойских гранитах; 3 – пески; 4 – супеси; 5 – суглинки; 6 – граниты; 7 – кора выветривания по гранитам; 8 – скважины: а) эксплуатационная, б) поисковая, в) разведочная. Цифры: вверху – номер скважины, внизу – глубина, м; стрелки соответствуют напору подземных вод, цифра у стрелки – абсолютная отметка уровня, м; цифры слева: минерализация воды, г/дм<sup>3</sup>, концентрация радона в воде, Бк/дм<sup>3</sup>. Цифры справа: дебит, л/с – понижение, м

**Fig. 3.** Hydrogeological section along the line I-I. 1 – aquifer boundaries; 2 – level of fractured waters in Paleozoic granites; 3 – sands; 4 – sandy loam; 5 – loams; 6 – granites; 7 – granites weathering crust; 8 – wells: а) exploitation, б) prospecting, в) exploratory. Numbers at the top: in the top – number of wells on the map, in the bottom – well depth, m. Arrows show the groundwater pressure, the number at the arrow – groundwater elevation, m; Numbers on the left: first – TDS, g/l; second – radon concentration in water, Bq/dm<sup>3</sup>. Numbers on the right: flow rate, l/s – drawdown of water level, m

Геоморфологическое положение скважин 15 и 16, а также положение уровней подземных вод в скважинах, расположенных по линии от водораздела к дрене, и в р. Каменка дают основание считать, что естественный режим месторождения относится к водораздельному типу. Этот тип естественного режима характеризуется небольшими колебаниями уровня воды и питанием подземных вод за счет талых весенних вод и атмосферных осадков. В условиях Центрального района города Новосибирска, где почти вся площадь поверхности покрыта асфальтом и занята под сооружения и инфильтрация атмосферных осадков осложнена, естественный режим питания подземных вод нарушен.

Как видно из рис. 3, порово-пластовые воды четвертичных отложений, воды зоны региональной трещиноватости и трещинно-жильные воды верхнепалеозойских гранитов находятся в единой области смешения, на которую оказывают влияние процессы подтопления и антропогенного загрязнения. В этой связи в водоносном комплексе верхнепалеозойских гранитов выделяется две гидрогеохимической зоны: верхняя – воды зоны региональной трещиноватости в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия, и нижняя – трещинно-жильные минеральные радоновые воды.

По химическому составу воды первой зоны характеризуются химическими типами от  $\text{Cl-HCO}_3$  Na-Mg-Ca до  $\text{Cl-NO}_3$ - $\text{HCO}_3$  Na-Mg-Ca с величиной общей минерализации до  $1712 \text{ мг/дм}^3$  с содержанием урана до  $6,5 \cdot 10^{-4} \text{ мг/дм}^3$  и активностью радона до  $1570,0 \text{ Бк/дм}^3$ . Минеральные радоновые воды отличаются преимущественно  $\text{HCO}_3$  Na-Mg-Ca составом с величиной общей минерализации от  $613,4$  до  $689,9 \text{ мг/дм}^3$  с содержанием урана от  $5,6 \cdot 10^{-3}$  до  $6,5 \cdot 10^{-3} \text{ мг/дм}^3$ , радия от  $2,7 \cdot 10^{-9}$  до  $1,8 \cdot 10^{-8} \text{ мг/дм}^3$  и активностью радона  $1101$ – $1570 \text{ Бк/дм}^3$ . Для сравнения: минеральные радоновые воды Заельцовского месторождения (рис. 1) характеризуются  $\text{HCO}_3$  Na-Ca составом с величиной общей минерализации от  $322,4$  до  $741,2 \text{ мг/дм}^3$  с содержанием урана от  $1,9 \cdot 10^{-4}$  до  $9,8 \cdot 10^{-2} \text{ мг/дм}^3$ , радия от  $1,3 \cdot 10^{-9}$  до  $1,9 \cdot 10^{-9} \text{ мг/дм}^3$  и активностью радона  $185$ – $1801 \text{ Бк/дм}^3$  [1].

#### Особенности гидрогеохимии месторождения «Каменское»

Ранее отмечалась крайне низкая степень изученности геохимических особенностей радоновых вод Новосибирской городской агломерации [25, 26]. Воды месторождения «Каменское» по величине pH относятся к типам от нейтральных до слабощелочных (pH от 6,8 до 8,0), по величине общей минерализации от – ультрапресных до слабосоленых ( $144$ – $1841 \text{ мг/дм}^3$ ) (табл. 1). В соответствии с классификацией Н.И. Толстихина по активности радона ( $163$ – $1570 \text{ Бк/дм}^3$ ) воды относятся к классам от очень слаборадоновых до сильно радоновых. Их химический состав за счет процессов антропогенного влияния имеет весьма пестрый состав (рис. 4, а).

Анализ коэффициентов (Ca/Na, Ca/Mg, Ca/Si, Mg/Si, Na/Si, Si/Na, rNa/rCl и  $\text{SO}_4/\text{Cl}$ ) позволил разделить имеющиеся гидрогеохимические данные на четыре геохимические группы природных вод: поверх-

ностные (группа I); порово-пластовые воды четвертичных отложений в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа II); воды зоны региональной трещиноватости верхнепалеозойских гранитов в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа III) и трещинно-жильные воды верхнепалеозойских гранитов (минеральные радоновые) (группа IV). Дадим краткую характеристику выделенных типов вод по геохимическим разновидностям (группы I–IV) (табл. 1, рис. 4, а).

*Поверхностные воды (группа I)* – нейтральные со значениями pH (6,9–7,5); преимущественно умеренно пресные с величиной общей минерализации от  $219,3$ – $340,1 \text{ мг/дм}^3$  в карьере Каменский до  $403,7$ – $593,9 \text{ мг/дм}^3$  в реке Каменка и средним содержанием кремния  $3,4 \text{ мг/дм}^3$ . Воды затопленного гранитного карьера имеют преимущественно  $\text{SO}_4$ - $\text{Cl-HCO}_3$  Ca-Na, а реки Каменка  $\text{Cl-HCO}_3$  Ca-Na состав. Концентрации  $\text{NO}_3$  варьируют от следовых до 9,2 %-экв., что говорит о их значительном загрязнении. В целом поверхностные воды характеризуются средними отношениями Ca/Na=1,5; Ca/Mg=8,1; Ca/Si=14,6; Mg/Si=2,0; Na/Si=14,6; Si/Na=0,1; rNa/rCl=2,1 и  $\text{SO}_4/\text{Cl}=0,7$ . При этом воды карьера Каменский имеют более высокое отношение  $\text{SO}_4/\text{Cl}=0,8$  за счет процессов континентального засоления и окисления сульфидов, тогда как в речных водах оно не превышает 0,3–0,6. Активность  $^{222}\text{Rn}$  в поверхностных водах изменяется в диапазоне от 1 до  $11 \text{ Бк/дм}^3$ . Содержание  $^{238}\text{U}$  составляет от  $4,2 \cdot 10^{-3}$  до  $7,6 \cdot 10^{-3} \text{ мг/дм}^3$ .

*Порово-пластовые воды четвертичных отложений, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа II)* изучены в трех родниках и в одном колодце (табл. 1). Воды нейтральные (pH=7,0–7,4), характеризуются величиной общей минерализации от собственно пресных до слабосоленых ( $574,3$ – $1800,3 \text{ мг/дм}^3$ ) с содержанием кремния от 6,5 до  $7,5 \text{ мг/дм}^3$ . Состав вод варьирует от  $\text{Cl-HCO}_3$  Na-Mg-Ca до  $\text{NO}_3$ - $\text{Cl-HCO}_3$  Na-Ca с концентрацией  $\text{NO}_3$  от 40 до  $400 \text{ мг/дм}^3$  (от 5,1 до 26,6 %-экв.). За счет процессов подтопления и антропогенного загрязнения при взаимодействии порово-пластовых вод с преимущественно песчаными отложениями происходит существенное изменение величин основных геохимических коэффициентов. Их средние отношения в терригенно-карбонатных отложениях составляют: Ca/Na=5,5; Ca/Mg=6,4; Ca/Si=31,0; Mg/Si=3,1; Na/Si=5,2; Si/Na=0,3; rNa/rCl=0,5 и  $\text{SO}_4/\text{Cl}=0,7$ . Доминируют кальциевые алюмосиликатные минералы. Спектр средних содержаний микрокомпонентов (табл. 2) имеет следующий вид ( $\text{мг/дм}^3$ ):  $\text{Sr}_{5,3} > \text{Ba}_{0,46} > \text{Ti}_{0,024} > \text{Zr}_{0,017} > \text{Mn}_{0,016} > \text{Co}_{0,007} > \text{Cr}_{0,007} > \text{U}_{0,003} > \text{Ni}_{0,001} > \text{Cu}_{0,0007} > \text{Mo}_{0,0001} > \text{Ag}_{0,0001} > \text{Zn}_{0,000008}$ . Активность  $^{222}\text{Rn}$  в водах родников изменяется от 167 до  $197 \text{ Бк/дм}^3$  и составляет 326  $\text{Бк/дм}^3$  в колодце. Концентрации природных радионуклидов в водах варьируют ( $\text{мг/дм}^3$ ):  $^{238}\text{U}$  ( $4,5 \cdot 10^{-4}$ – $7,8 \cdot 10^{-3}$ ),  $^{226}\text{Ra}$  ( $1,3 \cdot 10^{-4}$ – $7,8 \cdot 10^{-3}$ ).

Ниже залегающие воды зоны региональной трещиноватости верхнепалеозойских гранитов, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа III) по значениям pH (6,8–8,0) относятся к ти-

пу от нейтральных до слабощелочных, при доминировании первых. Величина общей минерализации составляет от 955,5 до 1712,0 мг/дм<sup>3</sup>, что соответствует собственно пресным и слабосолоноватым водам. Содержания кремния растут местами до 11,2 мг/дм<sup>3</sup>, при среднем значении 8,3 мг/дм<sup>3</sup>. Загрязнение нитрат-ионом составляет от 63 до 300 мг/дм<sup>3</sup>, его доля в анионном составе изменяется от 7,8 до 24,2 %-экв. Концентрации хлоридов варьируют в диапазоне от 78 до 220 мг/дм<sup>3</sup>, увеличиваясь до 16,0–27,3 %-экв, сульфат-иона от 36 до 102 мг/дм<sup>3</sup>, составляя до 5,5–12,7 %-экв. За счет антропогенного загрязнения воды зоны региональной трещиноватости имеют пестрый состав, который варьирует от SO<sub>4</sub>-Cl-HCO<sub>3</sub> Na-Mg-Ca до Cl-NO<sub>3</sub>-HCO<sub>3</sub> Na-Mg-Ca (табл. 1). Процессы взаимодействия вод с вмещающими гранитами характеризуются средними отношениями основных геохимических коэффициентов, которые равны: Ca/Na – 6,8; Ca/Mg – 4,4; Ca/Si – 29,6; Mg/Si – 7,0; Na/Si – 6,2; Si/Na – 0,2; rNa/rCl – 0,5 и SO<sub>4</sub>/Cl – 0,6. Спектр средних концентраций микрокомпонентов в водах имеет следующую последовательность (мг/дм<sup>3</sup>): Sr<sub>0,37</sub>>Mn<sub>0,25</sub>>Ba<sub>0,24</sub>>Ti<sub>0,036</sub>>Ni<sub>0,004</sub>>Mo<sub>0,003</sub>>Co<sub>0,002</sub>>Cu<sub>0,002</sub>>Be<sub>0,001</sub>>U<sub>0,0003</sub>. Активность <sup>222</sup>Rn в водах изменяется в диапазоне от 618 до 1124 Бк/дм<sup>3</sup>. Содержание <sup>238</sup>U составляет 1,3·10<sup>-4</sup>–6,5·10<sup>-4</sup> мг/дм<sup>3</sup>, а <sup>226</sup>Ra от 1,3·10<sup>-9</sup> до 7,2·10<sup>-9</sup> мг/дм<sup>3</sup>.

*Трещинно-жильные минеральные радоновые воды верхнепалеозойских гранитов (группа IV)* – преимущественно нейтральные со значениями pH (6,9–7,8); собственно пресные с величиной общей минерализации от 613,4 до 690,0 мг/дм<sup>3</sup>. Воды не затронуты процессами подтопления и антропогенного загрязнения и относятся преимущественно к HCO<sub>3</sub> Na-Mg-Ca типу с высоким содержанием кремния от 10,3 до 13,6 мг/дм<sup>3</sup>, при среднем значении 11,7 мг/дм<sup>3</sup>. Взаимодействие трещинно-жильных вод с гранитами при окислении сульфидов характеризуется снижением средних отношений Ca/Na до 3,4; Ca/Si до 9,1; Mg/Si до 1,7; Na/Si до 2,8 и ростом Ca/Mg до 6,8; Si/Na до 0,4; rNa/rCl до 3,5 и SO<sub>4</sub>/Cl до 1,0 соответственно. Спектр средних содержаний микрокомпонентов в минеральных радоновых водах образует следующий ряд (мг/дм<sup>3</sup>): Sr<sub>1,6</sub>>Mn<sub>0,83</sub>>Ba<sub>0,064</sub>>Ti<sub>0,045</sub>>Ni<sub>0,016</sub>>U<sub>0,006</sub>>Mo<sub>0,004</sub>>Cu<sub>0,003</sub>>Zn<sub>0,003</sub>. Средние содержания микрокомпонентов в верхнепалеозойских гранитах составляют (г/т): Sr<sub>1152</sub>>Ba<sub>971</sub>>Cr<sub>194</sub>>Zr<sub>167</sub>>Zn<sub>49</sub>>Ni<sub>35</sub>>Cu<sub>18</sub>>Co<sub>8</sub>>U<sub>4</sub>>Mo<sub>3</sub>>Be<sub>2</sub>>Ag<sub>0,04</sub>. При этом следует отметить, что спектр распределения микрокомпонентов в радоновых водах в целом имеет унаследованный характер при сравнении с вмещающими гранитами (совпадение основных пиков). По сравнению с изученным ранее Заельцовским месторождением минеральных радоновых вод, расположенным северо-западнее от района исследований, концентрации ряда микрокомпонентов в этих водах значительно выше и составляют (мг/дм<sup>3</sup>): Sr до 4,7, Mn до 1,3, Mo до 3,1·10<sup>-2</sup> и т. д. [2, 35, 36]. Активность <sup>222</sup>Rn в минеральных водах месторождения «Каменское» варьирует в интервале от 1101 до 1570 Бк/дм<sup>3</sup>. Содержание <sup>238</sup>U составляет от 5,6·10<sup>-3</sup> до 6,5·10<sup>-3</sup> мг/дм<sup>3</sup> и <sup>226</sup>Ra от 2,7·10<sup>-9</sup> до 1,8·10<sup>-8</sup> мг/дм<sup>3</sup>.

В радоновых водах месторождения «Каменское» был изучен состав спонтанного и водорастворенного газа (ВРГ), а также величина общей газонасыщенности вод, которая изменяется от 130 до 6400 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Среди газов в водах месторождения установлены кислород, углекислый газ и азот. В спонтанно выделяющемся газе содержание кислорода составляет 0,66 об. %, CO<sub>2</sub> варьирует от 1,78 до 2,74 об. %, азота – 96,69–98,16 об. %. В ВРГ средние содержания O<sub>2</sub> – 19 об. %, CO<sub>2</sub> – 2 об. %, N<sub>2</sub> – 79 об. % (рис. 4, б), такой состав газов отвечает гидрогеохимическому типу кислородно-азотных вод.

#### Интенсивность водной миграции и источники элементов в радоновых водах

Среди геологических факторов минералогические особенности водовмещающих гранитов Новосибирского массива выступают основными при протекании процессов формирования химического состава радоновых вод. Рудными минералами – источниками поступления Fe, Ti, V, Zn, Mo, Sn, Ag, Pb, Be, Li, Zr, Y, Yb, REE, Nb в воды, являются магнетит (FeFe<sub>2</sub>O<sub>4</sub>), ильменит (FeTiO<sub>3</sub>), молибденит (MoS<sub>2</sub>), касситерит (SnO), циркон (Zr[SiO<sub>4</sub>]), монацит ((Ce,La,Nd,Th)[PO<sub>4</sub>]), ксенотим (Y[PO<sub>4</sub>]) и другие. А.И. Перельманом [38] был предложен метод оценки водной миграции химических элементов в зоне гипергенеза по коэффициенту (Kx<sub>1</sub>), который определяется как отношение содержания химического элемента в минеральном остатке воды к его содержанию в водовмещающих породах или кларку литосферы. Этот коэффициент отражает интенсивность водной миграции, определяемую свойствами самого элемента, а также степень его концентрирования или рассеяния в природных водах. Для расчетов были использованы кларки литосферы [39].

Усредненные значения коэффициентов водной миграции химических элементов в трещинно-жильных радоновых водах верхнепалеозойских гранитов выстроились следующим образом: очень сильная интенсивность Ra<sub>11,91</sub>>сильная Sr<sub>9,48</sub>>Mo<sub>2,03</sub>>U<sub>1,45</sub>>средняя Mn<sub>0,75</sub>>Ba<sub>0,47</sub>>Be<sub>0,43</sub>>Ni<sub>0,16</sub>>слабая (инертная) Cu<sub>0,068</sub>>Zn<sub>0,02</sub>>Ti<sub>0,011</sub>>Fe<sub>0,002</sub>.

#### Формы миграции химических элементов

Выявленные выше геохимические особенности и физико-химические параметры определили формы нахождения элементов в радоновых водах. Так, определяющим фактором концентрирования элементов в растворе являются вмещающие горные породы, в первую очередь граниты. Существенную роль играет антропогенное влияние и как следствие изменение основных геохимических коэффициентов в водах зоны подтопления четвертичных отложений и верхнепалеозойских гранитов. Так, с ростом минерализации радоновых вод отмечается снижение доли свободных ионов Mg<sup>2+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Na<sup>+</sup>, Sr<sup>2+</sup> и Ba<sup>2+</sup>. Например, содержания бария (2 класс опасности) в некоторых пробах превышают значения ПДК в 2–6 раз, что объясняется его высокими концентрациями во вмещающих гранитах до 971,3 г/т (табл. 2).

**Таблица 1.** Химические анализы типовых проб месторождения радоновых вод «Каменское», г. Новосибирск (мг/дм<sup>3</sup>)  
**Table 1.** Chemical analysis of samples of the radon water deposit «Kamenskoe», Novosibirsk (mg/dm<sup>3</sup>)

№ скв, место отбора Well no., sampling location	Интервал откачки, м Pumping interval, m	pH	M**	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>3+</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	Fe <sub>общ</sub>	Si	<sup>222</sup> Rn	<sup>238</sup> U	<sup>226</sup> Ra	Формула M.G. Курлова M.G. Kurlov formula
			мг/дм <sup>3</sup> mg/dm <sup>3</sup>											Бк/дм <sup>3</sup> Bq/dm <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup> mg/dm <sup>3</sup>		
Поверхностные воды (группа I)/Surface waters (group I)																	
р. Каменка Kamenka river	*	6,8	438,3	244	31	11	31	48	4	66	0	3,3	2,8	7	4,6·10 <sup>-3</sup>	–	Cl-HCO <sub>3</sub> Ca-Na
р. Каменка Kamenka river	*	6,9	403,7	232	16	21	31	66	13	23	1	0,7	3,7	9	4,8·10 <sup>-3</sup>	–	Cl-HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
Карьер Каменский Kamensky open pit	*	7,2	311,5	146	9	28	39	35	3	51	0	0,5	1,9	1	7,6·10 <sup>-3</sup>	–	SO <sub>4</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Ca-Na
Карьер Каменский Kamensky open pit	*	6,9	340,1	183	8	24	36	59	11	19	0	0,1	4,2	3	7,6·10 <sup>-3</sup>	–	SO <sub>4</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
Карьер Каменский Kamensky open pit	*	7,5	219,3	104	0	18	20	27	3	35	0	0,3	3,3	3	6,4·10 <sup>-3</sup>	–	SO <sub>4</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Ca-Na
р. Каменка Kamenka river	*	6,9	593,9	370	0	26	40	56	10	72	18	1,9	4,7	11	4,2·10 <sup>-3</sup>	–	Cl-HCO <sub>3</sub> Mg-NH <sub>4</sub> -Ca-Na
Порово-пластовые воды четвертичных отложений, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа II) Pore-stratal waters of Quaternary sediments, in the flooded zone under anthropogenic impact (group II)																	
Родник 3 Spring 3	*	7,0	1800,3	495	400	111	282	414	5	93	0	0,3	7,5	167	7,8·10 <sup>-3</sup>	–	NO <sub>3</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Na-Ca
Родник 2 Spring 2	*	7,4	987,0	409	100	95	121	237	23	2	0	–	7,5	197	4,5·10 <sup>-4</sup>	1,3·10 <sup>-9</sup>	NO <sub>3</sub> -SO <sub>4</sub> Cl-HCO <sub>3</sub> Mg-Ca
Родник 4 Spring 4	*	7,4	574,4	282	100	26	26	108	20	12	0	0,4	6,5	167	7,8·10 <sup>-4</sup>	–	NO <sub>3</sub> -HCO <sub>3</sub> Mg-Ca
Колодец 102 Well 102	2–2,2	7,4	946,0	495	40	55	113	153	42	48	0	0,0	7,5	326	9,8·10 <sup>-4</sup>	1,5·10 <sup>-8</sup>	Cl-HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
Воды зоны региональной трещиноватости верхнепалеозойских гранитов, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа III) Regional fracture zone waters of the Upper Paleozoic granites in the flooding zone under anthropogenic impact (group III)																	
15	47–48	6,9	1529	625	300	98	120	269	57	58	1,2	0,3	7,9	618	2,1·10 <sup>-4</sup>	1,3·10 <sup>-9</sup>	Cl-NO <sub>3</sub> -HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
15	50–54	6,9	1712	683	280	102	220	311	96	17	0,4	2,6	8,9	814	3,9·10 <sup>-4</sup>	2,6·10 <sup>-9</sup>	NO <sub>3</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Mg-Ca
15	62–64	6,9	1298	580	190	83	118	230	53	43	0,7	0,5	9,3	1110	4,1·10 <sup>-4</sup>	2,2·10 <sup>-9</sup>	NO <sub>3</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
15	72–76	6,8	1310	586	170	94	128	247	53	28	3,6	–	11,2	994	3,6·10 <sup>-4</sup>	3,6·10 <sup>-9</sup>	SO <sub>4</sub> -NO <sub>3</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Mg-Ca
15	81–86	8,0	1004	483	124	36	78	186	35	38	0	0,2	7,0	1124	6,5·10 <sup>-4</sup>	7,2·10 <sup>-9</sup>	NO <sub>3</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
15	87–96	7,0	1294	610	150	90	117	242	51	34	0	0,4	8,4	–	3,6·10 <sup>-4</sup>	4,5·10 <sup>-9</sup>	SO <sub>4</sub> -NO <sub>3</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Mg-Ca
15	110–117	7,2	1122	488	120	90	110	207	48	33	1	0,5	8,4	987	3,1·10 <sup>-4</sup>	–	SO <sub>4</sub> -NO <sub>3</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Mg-Ca
11п/р	63,5–64,7	6,9	956	427	63	82	130	151	39	56	0	7,5	2,8	1123	1,3·10 <sup>-4</sup>	5,3·10 <sup>-9</sup>	SO <sub>4</sub> -Cl-HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
11п/р	75–76	6,9	1118	589	80	45	118	179	44	60	3	0,3	10,3	1076	2,7·10 <sup>-4</sup>	–	Cl-HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
Трещинно-жильные воды верхнепалеозойских гранитов (минеральные радоновые) (группа IV) Fissure-vein waters of the Upper Paleozoic granites (mineral radon) (group IV)																	
4п/р	73–74	6,9	654,4	478	0	12	8	101	23,1	31	0	1,3	11,2	1187	6,5·10 <sup>-3</sup>	7,9·10 <sup>-9</sup>	HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
16	86,5–87,5	7,0	676,0	485	0	6	20	107	21	37	0	–	10,3	1101	6,5·10 <sup>-3</sup>	8,2·10 <sup>-9</sup>	HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
16	91–92	7,8	689,9	495	0	13	14	105	22	30	6,0	4,9	10,3	1213	6,5·10 <sup>-3</sup>	1,8·10 <sup>-8</sup>	HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca
16	104–108	6,9	613,4	400	0	30	24	112	7	37	0,4	3,0	13,1	1305	6,5·10 <sup>-3</sup>	–	HCO <sub>3</sub> Na-Ca
16	127–128	6,9	629,0	453	0	14	12	99	25	24	0,7	1,3	13,6	1216	5,6·10 <sup>-3</sup>	2,7·10 <sup>-9</sup>	HCO <sub>3</sub> Na-Mg-Ca

Примечание: «–» – нет данных; \* – на дневной поверхности; \*\* – величина общей минерализации.

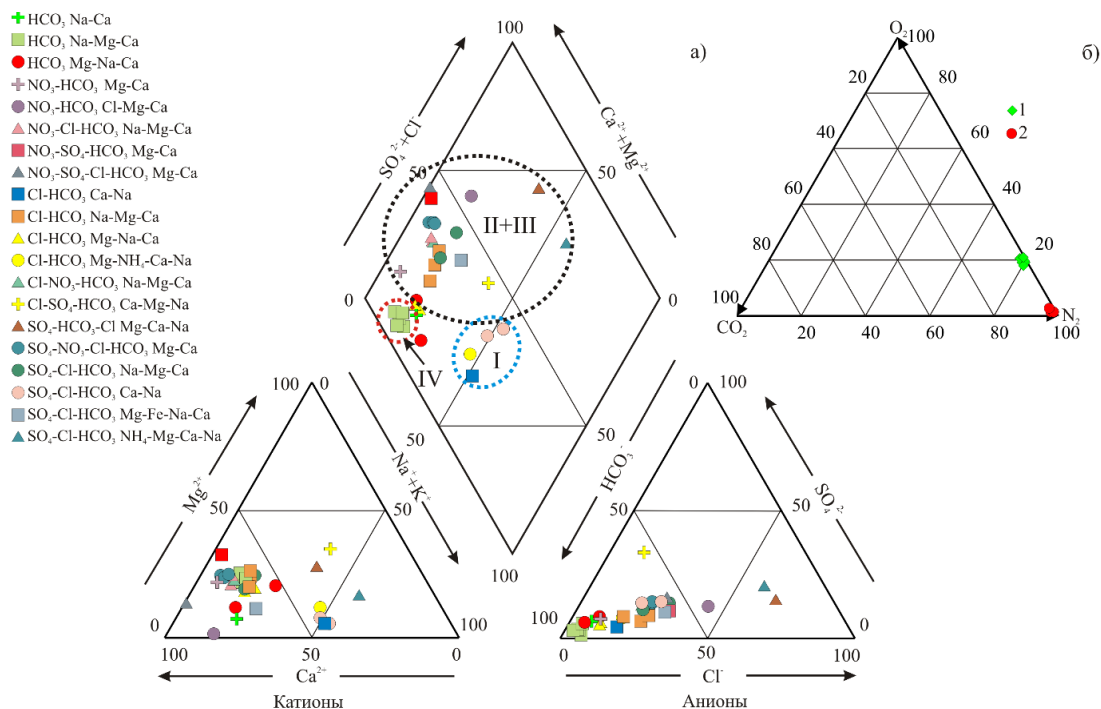
Note: «–» – no data; \* – on the day surface; \*\* – the value of the total mineralization of radon waters, mg/dm<sup>3</sup>.

**Таблица 2.** Микрокомпонентный состав типовых проб месторождения радоновых вод «Каменское», г. Новосибирск (мг/дм<sup>3</sup>)

**Table 2.** Microcomponent composition of typical samples of the «Kamenskoe» radon water deposit, Novosibirsk (mg/dm<sup>3</sup>)

№ скв, место отбора Well no., sampling location	Интервал откачки, м Pumping interval, m	Be	Ti	Cr	Mn	Co	Ni	Zn	Cu	Sr	Zr	Mo	Ag	Ba	U
Порово-пластовые воды четвертичных отложений, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа II) Pore-stratal waters of Quaternary sediments, in the flooded zone under anthropogenic impact (group II)															
Родник 3 Spring 3	*	–	1,7·10 <sup>-2</sup>	–	4,2·10 <sup>-2</sup>	–	1,2·10 <sup>-3</sup>	–	4,2·10 <sup>-4</sup>	10,6	–	2,1·10 <sup>-4</sup>	2,1·10 <sup>-4</sup>	6,4·10 <sup>-2</sup>	7,8·10 <sup>-3</sup>
Родник 2 Spring 2	*	–	3,9·10 <sup>-3</sup>	–	3,4·10 <sup>-3</sup>	–	6,4·10 <sup>-4</sup>	1,1·10 <sup>-5</sup>	1,2·10 <sup>-3</sup>	0,3	–	1,2·10 <sup>-4</sup>	1,2·10 <sup>-4</sup>	1,3	4,5·10 <sup>-4</sup>
Родник 4 Spring 4	*	–	5,0·10 <sup>-2</sup>	6,7·10 <sup>-3</sup>	4,2·10 <sup>-3</sup>	6,8·10 <sup>-3</sup>	2,5·10 <sup>-3</sup>	6,0·10 <sup>-6</sup>	4,2·10 <sup>-4</sup>	5,1	1,7·10 <sup>-2</sup>	8,4·10 <sup>-5</sup>	8,4·10 <sup>-5</sup>	3,3·10 <sup>-2</sup>	7,8·10 <sup>-4</sup>
Среднее/Mean	–	–	2,4·10 <sup>-2</sup>	–	1,6·10 <sup>-2</sup>	–	1,4·10 <sup>-3</sup>	8,5·10 <sup>-6</sup>	6,8·10 <sup>-4</sup>	5,3	–	1,4·10 <sup>-4</sup>	1,4·10 <sup>-4</sup>	4,6·10 <sup>-1</sup>	3,0·10 <sup>-3</sup>
Воды зоны региональной трещиноватости верхнепалеозойских гранитов, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа III) Regional fracture zone waters of the Upper Paleozoic granites in the flooding zone under anthropogenic impact (group III)															
15	62–64	–	4,6·10 <sup>-3</sup>	–	5,0·10 <sup>-2</sup>	3,6·10 <sup>-4</sup>	2,4·10 <sup>-4</sup>	–	1,2·10 <sup>-4</sup>	0,9	–	3,6·10 <sup>-3</sup>	–	1,8·10 <sup>-2</sup>	4,1·10 <sup>-4</sup>
15	110–117	–	5,0·10 <sup>-3</sup>	–	0,1	2,5·10 <sup>-4</sup>	1,2·10 <sup>-4</sup>	–	1,2·10 <sup>-3</sup>	0,1	–	2,5·10 <sup>-3</sup>	–	2,5·10 <sup>-3</sup>	3,1·10 <sup>-4</sup>
1п/р	75–76	1,1·10 <sup>-3</sup>	0,1	–	0,6	6,7·10 <sup>-3</sup>	1,1·10 <sup>-2</sup>	–	6,7·10 <sup>-3</sup>	0,1	–	–	–	0,7	2,7·10 <sup>-4</sup>
Среднее/Mean	–	–	3,6·10 <sup>-2</sup>	–	0,3	2,4·10 <sup>-3</sup>	3,8·10 <sup>-3</sup>	–	2,3·10 <sup>-3</sup>	0,4	–	3,0·10 <sup>-3</sup>	–	0,2	3,3·10 <sup>-4</sup>
Трещинно-жилвные воды верхнепалеозойских гранитов (минеральные радоновые) (группа IV) Fissure-vein waters of the Upper Paleozoic granites (mineral radon) (group IV)															
4п/р	73–74	–	5,4·10 <sup>-2</sup>	–	2,1	–	3,2·10 <sup>-4</sup>	–	1,1·10 <sup>-2</sup>	3,2	–	1,1·10 <sup>-2</sup>	–	0,2	6,5·10 <sup>-3</sup>
16	86,5–87,5	–	4,1·10 <sup>-2</sup>	–	3,4·10 <sup>-2</sup>	–	3,4·10 <sup>-4</sup>	3,0·10 <sup>-3</sup>	1,4·10 <sup>-4</sup>	2,1	–	1,4·10 <sup>-3</sup>	–	2,7·10 <sup>-2</sup>	6,5·10 <sup>-3</sup>
16	91–92	–	6,0·10 <sup>-2</sup>	–	1,1	–	–	–	1,5·10 <sup>-4</sup>	0,7	–	4,5·10 <sup>-4</sup>	–	1,5·10 <sup>-2</sup>	6,5·10 <sup>-3</sup>
16	127–128	–	2,4·10 <sup>-2</sup>	–	8,1·10 <sup>-2</sup>	–	–	–	8,1·10 <sup>-4</sup>	0,4	–	2,4·10 <sup>-3</sup>	–	1,6·10 <sup>-2</sup>	5,6·10 <sup>-3</sup>
Среднее/Mean	–	–	4,4·10 <sup>-2</sup>	–	0,8	–	1,6·10 <sup>-2</sup>	–	3,0·10 <sup>-3</sup>	1,6	–	3,8·10 <sup>-3</sup>	–	6,4·10 <sup>-2</sup>	6,3·10 <sup>-3</sup>
Трещинно-жилвные воды верхнепалеозойских гранитов (минеральные радоновые) Засельцовского месторождения Fissure-vein waters of the Upper Paleozoic granites (mineral radon) of the «Zaeltsovskoe» mineral radon field															
41	70–72	–	2,5·10 <sup>-2</sup>	–	4,2·10 <sup>-3</sup>	–	3,4·10 <sup>-3</sup>	–	–	0,8	3,4·10 <sup>-3</sup>	8,0·10 <sup>-4</sup>	–	0,2	1,3·10 <sup>-3</sup>
24	78–80	–	3,2·10 <sup>-2</sup>	–	0,3	–	–	–	1,3·10 <sup>-3</sup>	0,6	9,6·10 <sup>-3</sup>	5,0·10 <sup>-4</sup>	–	0,2	1,9·10 <sup>-2</sup>
28	110–112	7,0·10 <sup>-4</sup>	2,7·10 <sup>-2</sup>	–	6,8·10 <sup>-2</sup>	1,0·10 <sup>-3</sup>	1,4·10 <sup>-3</sup>	–	1,4·10 <sup>-3</sup>	0,5	1,0·10 <sup>-2</sup>	4,0·10 <sup>-3</sup>	1,4·10 <sup>-2</sup>	6,8·10 <sup>-2</sup>	3,2·10 <sup>-4</sup>
34	115–120	–	4,0·10 <sup>-2</sup>	8,9·10 <sup>-3</sup>	1,3	1,3·10 <sup>-3</sup>	2,7·10 <sup>-3</sup>	–	2,7·10 <sup>-3</sup>	0,9	1,3·10 <sup>-2</sup>	4,5·10 <sup>-3</sup>	3,0·10 <sup>-4</sup>	8,9·10 <sup>-2</sup>	3,2·10 <sup>-4</sup>
Среднее/Mean	–	–	3,1·10 <sup>-2</sup>	8,9·10 <sup>-3</sup>	0,4	1,1·10 <sup>-3</sup>	2,5·10 <sup>-3</sup>	–	1,8·10 <sup>-3</sup>	0,7	9,0·10 <sup>-3</sup>	2,4·10 <sup>-3</sup>	7,1·10 <sup>-3</sup>	0,1	5,2·10 <sup>-3</sup>
Средние содержания в верхнепалеозойских гранитах, г/т/Average contents in Upper Paleozoic granites, ppm															
4п, 15, 16	47–128	1,9	–	193,8	–	7,9	35,1	49,4	18,5	1152,7	166,7	3,2	0,04	971,3	4,4

Примечание: см. табл. 1/Note: see Table 1.



**Рис. 4.** Диаграмма Пайтера состава радоновых вод (а) и водорастворенных газов (б) месторождения «Каменское». Газы: 1 – водорастворенные; 2 – спонтанные

**Fig. 4.** Piper diagram of the composition of radon waters (a) and water-dissolved gases of the «Kamenskoe» field. Gases: 1 – water-dissolved; 2 – spontaneous



Его основными формами миграции являются  $\text{Ba}^{2+}$  в 92,91–100 % случаев,  $\text{BaHCO}_3^+$  – 2,70–3,85 % и  $\text{BaSO}_4^0$  – 0,35–3,96 % от общего содержания. Формы бериллия (1 класс опасности) представлены в виде нейтрального гидроксокомплекса  $\text{Be}(\text{OH})_2$  (98,8 %), а его концентрации, нередко превышающие ПДК в 5,5 раз, также обязаны гранитам (1,9 г/т). В радоновых водах формы Fe(II) представлены в виде соединений  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{FeHCO}_3^+$ ,  $\text{FeCO}_3^0$ . Fe(III) в форме положительно заряженных гидроксокомплексов  $\text{Fe}(\text{OH})_2^+$  и нейтральных  $\text{Fe}(\text{OH})_3^0$ . Его нахождение в растворе обязано наличию сульфидной минерализации в гранитах, а также присутствию органических веществ. Марганец, как и железо, принадлежит к числу элементов, окисленные формы которого гораздо менее растворимы, чем восстановленные. Концентрации марганца в ряде проб превышают ПДК в 21 раз. Среди его форм миграции доминирует простой катион  $\text{Mn}^{2+}$  (43,71–99,99 %), остальные формы представлены  $\text{MnHCO}_3^+$  (9,89–28,27 %),  $\text{MnCO}_3^0$  (0,01–37,39), еще в меньшей степени  $\text{MnSO}_4^0$  (0,20–2,25 %),  $\text{MnCl}^+$  (0,04–1,12 %) и  $\text{MnOH}^+$  (0,01–0,05 %). Химические формы миграции тяжелых металлов (никеля и меди) представлены в виде свободных катионов ( $\text{Ni}^{2+}$ ,  $\text{Cu}^{2+}$ ), гидрокарбонатных ( $\text{NiHCO}_3^+$ ,  $\text{CuHCO}_3^+$ ) и карбонатных ( $\text{NiCO}_3^0$ ,  $\text{CuCO}_3^0$ ) комплексов. Медь также мигрирует в нейтральной гидроксидной форме  $\text{Cu}(\text{OH})_2^0$ .

Степень насыщения радоновых вод к ряду минеральных фаз

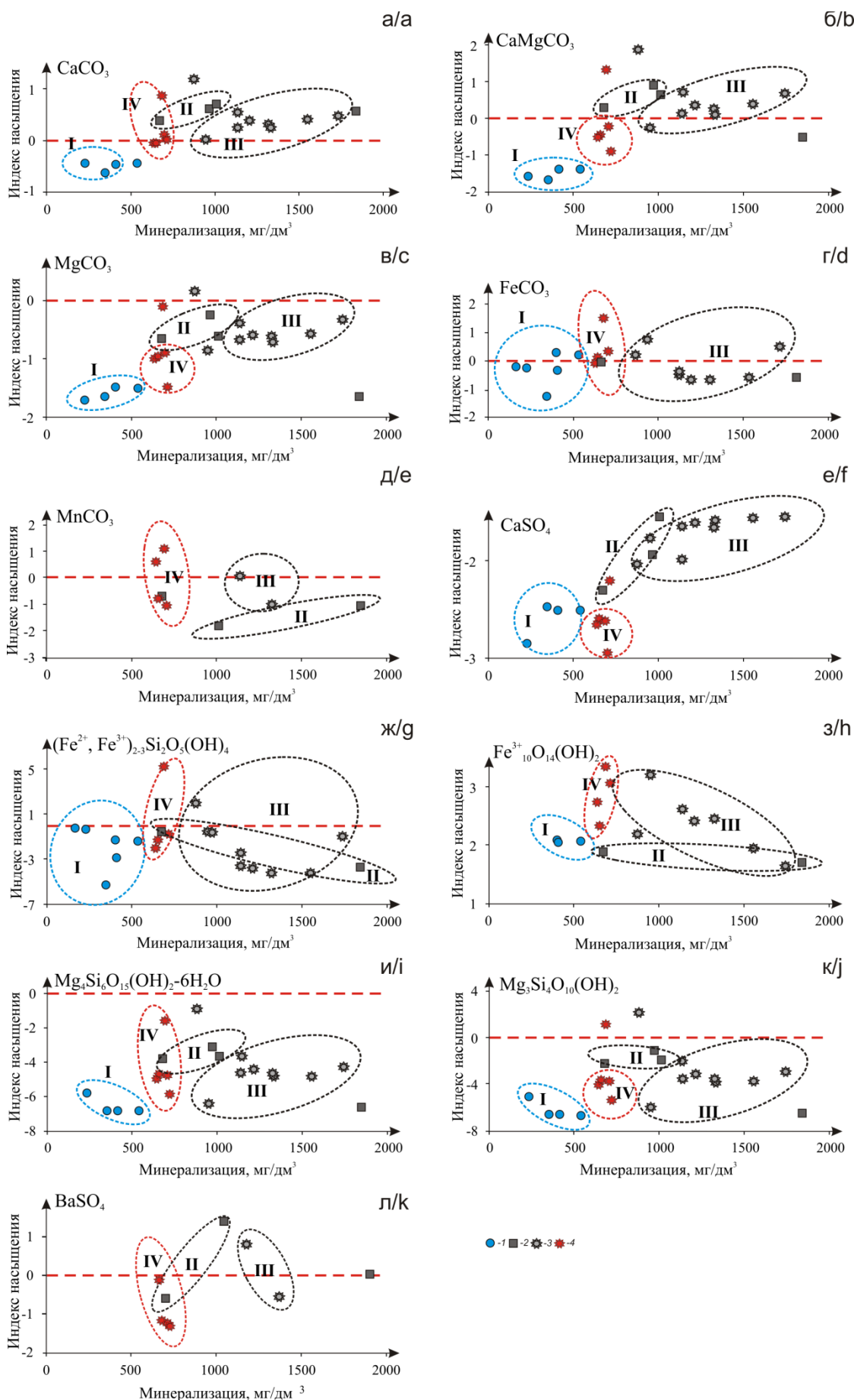
Выявленные особенности геохимических типов вод, долевого распределения форм и коэффициентов водной миграции химических элементов позволили оценить направленность процессов аутигенного минералообразования в системе вода–порода (рис. 5). Так, маломинерализованные поверхностные воды (группа I) пересыщены относительно ферригидрита ( $\text{Fe}_{10}\text{O}_{14}(\text{OH})_2$ ), равновесны к гриналиту ( $(\text{Fe}^{2+}, \text{Fe}^{3+})_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ) и сидериту, достигают околоравновесного состояния с кальцитом, и не насыщены доломитом, магнезитом, ангидритом, сепиолитом ( $\text{Mg}_4\text{Si}_6\text{O}_{15}(\text{OH})_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ) и тальком ( $\text{Mg}_3\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$ ). Порово-пластовые воды четвертичных отложений, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа II) пересыщены относительно кальцита и доломита. Они находятся в околоравновесном состоянии с магнезитом и гриналитом и недонасыщены относительно родохрозита, ангидрита, сепиолита и талька. Воды зоны региональной трещиноватости верхнепалеозойских гранитов, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа III) также пересыщены относительно ферригидрита, кальцита и доломита. Наблюдается пересыщение отдельных проб сидеритом и тальком. Воды далеки от равновесия с ангидритом, гриналитом, сепиолитом и тальком. Немногочисленные пробы минеральных радоновых вод (группа IV) закономерно пересыщены относительно ферригидрита, кальцита, сидерита и родохрозита. Не наблюдается их равновесия с магнезитом, ангидритом, сепиолитом и тальком. В целом состав равновесных минералов усложняется от сиде-

рита и ферригидрита в поверхностных водах до их насыщенности в трещинно-жильных водах верхнепалеозойских гранитов кальцитом, доломитом, магнезитом, родохрозитом и тальком (рис. 5). В условиях антропогенного загрязнения отмечается рост степени насыщения радоновых вод относительно карбонатных и сульфатных минералов.

Выявлено, что воды группы I с общей минерализацией до  $600 \text{ мг/дм}^3$  являются ненасыщенными по отношению к карбонатным минералам, за исключением сидерита, что ранее отмечалось С.Л. Шварцевым для вод зоны гипергенеза [40]. С ростом общей минерализации антропогенно-измененных вод (группы II и III) от  $600$  до  $1800 \text{ мг/дм}^3$  наблюдается увеличение индексов насыщения, что приводит к их пересыщению относительно кальцита, доломита и сидерита. Поведение железосодержащих минеральных фаз в радоновых водах не имеет строгой связи с величиной их общей минерализации, поскольку железо обладает слабой (инертной) миграционной способностью и находится в растворе преимущественно Fe(II) в форме  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{FeHCO}_3^+$ ,  $\text{FeCO}_3^0$ , а Fe(III) в виде  $\text{Fe}(\text{OH})_2^+$  и  $\text{Fe}(\text{OH})_3^0$ . Природа появления в подземных водах железа, марганца и кремния объясняется в основном природными факторами, отражающими климатические и гидрогеологические особенности исследуемой территории. Железо в подземных водах появляется в результате миграции его ионных форм из водовмещающих пород в восстановительной среде.

Широкое распространение сульфидной минерализации, слабая расчлененность рельефа, пологое залегание пород, замедляя водообмен, обеспечивают формирование восстановительной среды в сочетании с нейтральной или слабощелочной средой уже в зоне аэрации (рН вод изменяется от 6,8 до 8). Таким образом, высокое содержание железа и марганца связано с уменьшением окислительно-восстановительного потенциала (Eh) подземных вод, что является закономерным явлением в общей вертикальной гидрогеохимической зональности геологических структур. Присутствие в трещинно-жильных водах гранитов повышенных содержаний сульфат-иона и бария объясняет в большинстве случаев их насыщение баритом (рис. 5).

Индексы насыщения радоновых вод относительно соединений кремния показали, что при минерализации свыше  $644 \text{ мг/дм}^3$  происходит пересыщение раствора относительно кварца, халцедона и кристобалита, в то время как относительно аморфного кремнезема воды не насыщены. До этого момента кремний в водах связывается аутигенными минералами из раствора (воды насыщены относительно каолинита, Са- и Mg-монтмориллонита и Fe-сепиолита). Поэтому отмечается закономерный рост его средних концентраций с глубиной, которые растут от  $3,4 \text{ мг/дм}^3$  в поверхностных водах, составляя  $6,5\text{--}7,5 \text{ мг/дм}^3$  в порово-пластовых водах четвертичных отложений, достигая  $8,3 \text{ мг/дм}^3$  в водах зоны региональной трещиноватости, и до  $11,7 \text{ мг/дм}^3$  в минеральных радоновых водах.



**Рис. 5.** Индексы насыщения радоновых вод к ряду минеральных фаз относительно их общей минерализации. Геохимические группы природных вод: 1 – поверхностные (группа I); 2 – порово-пластовые воды четвертичных отложений, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа II); 3 – воды зоны региональной трещиноватости верхнепалеозойских гранитов, в зоне подтопления в условиях антропогенного воздействия (группа III); 4 – трещинно-жилльные воды верхнепалеозойских гранитов (минеральные радоновые) (группа IV)

**Fig. 5.** Saturation indices of radon waters for mineral phases and total mineralization. Geochemical groups of natural waters: 1 – surface (group I); 2 – pore-stratal waters of Quaternary sediments, in the flooding zone under conditions of anthropogenic impact (group II); 3 – waters of the zone of regional fracturing of the Upper Paleozoic granites, in the flooding zone under conditions of anthropogenic impact (group III); 4 – fracture-vein waters of the Upper Paleozoic granites (mineral radon) (group IV)

Различие в растворимости аморфного и кристаллического кремнезема связано с высокой степенью упорядоченности структуры и качественно другим типом связи в кристаллических формах [41]. В большинстве случаев кремний поступает в воды в результате гидролиза алюмосиликатных минералов и чаще всего присутствует в молекулярно-диспергированном ( $H_4SiO_4$ ,  $H_2SiO_3$ ), реже коллоидальном ( $xSiO_2 \cdot yH_2O$ ) состоянии [42]. Карбонатные минералы, как правило, являются реакционноспособными, и результаты геологоразведочных работ указывают на их наличие в водовмещающих отложениях [43]. Поэтому логичным продолжением дальнейших исследований по равновесиям в системе вода–порода будет детальное литолого-минералогическое изучение вмещающих пород, в первую очередь аутигенных минералов.

#### Заключение

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

1. Гидрогеологический разрез Каменского месторождения радоновых вод имеет двухъярусное строение. Верхний представлен поровыми водами четвертичных отложений, а нижний трещинно-жилльными водами верхнепалеозойских гранитов. Радоновые воды месторождения подвержены значительному антропогенному загрязнению за счет процессов подтопления, которые затронули четвертичные отложения и воды зоны региональной трещиноватости гранитов. Диапазон содержаний радона в водах ( $163\text{--}1570$  Бк/дм<sup>3</sup>) в соответствии с классификацией Н.И. Толстихина позволяет отнести их к классам от очень слаборадоновых до сильно радоновых.
2. Не подверженные антропогенному влиянию, минеральные радоновые трещинно-жилльные воды гранитов холодные, собственно пресные  $HCO_3$  Na-Ca и  $HCO_3$  Na-Mg-Ca состава с величиной об-

щей минерализации  $613,4\text{--}689,9$  мг/дм<sup>3</sup> и содержанием Si от 10,3 до 13,6 мг/дм<sup>3</sup>. Состав водорастворенных газов –  $O_2\text{--}N_2$ . Установленная активность  $^{222}Rn$  изменяется от 1101 до 1570 Бк/дм<sup>3</sup>, а содержания  $^{238}U$  от  $5,6 \cdot 10^{-3}$  до  $6,5 \cdot 10^{-3}$  мг/дм<sup>3</sup> и  $^{226}Ra$  от  $2,7 \cdot 10^{-9}$  до  $1,8 \cdot 10^{-8}$  мг/дм<sup>3</sup>.

3. В более минерализованных водах образуются труднорастворимые карбонатные и сульфатные соединения, что сопровождается снижением в растворе простых катионных форм  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Na^+$ ,  $Sr^{2+}$  и  $Ba^{2+}$ . В радоновых водах формы Fe(II) представлены в виде  $Fe^{2+}$ ,  $FeHCO_3^+$ ,  $FeCO_3^0$ , а Fe(III) в виде  $Fe(OH)_2^+$  и  $Fe(OH)_3^0$ . Доминирующими формами миграции марганца является  $Mn^{2+}$  (43,71–99,99 %),  $MnHCO_3^+$  (9,89–28,27 %),  $MnCO_3^0$  (0,01–37,39),  $MnSO_4^0$  (0,20–2,25 %),  $MnCl^+$  (0,04–1,12 %) и  $MnOH^+$  (0,01–0,05 %). Тяжелые металлы (Ni и Cu) мигрируют в виде свободных катионов ( $Ni^{2+}$ ,  $Cu^{2+}$ ), гидрокарбонатных ( $NiHCO_3^-$ ,  $CuHCO_3^-$ ) и карбонатных ( $NiCO_3^0$ ,  $CuCO_3^0$ ) комплексов. Медь также мигрирует в нейтральной гидроксидной форме  $Cu(OH)_2^0$ . Бериллий (1 класс опасности) мигрирует в форме гидросокомплекса  $Be(OH)_2$ .
4. В условиях антропогенного загрязнения отмечается рост степени насыщения радоновых вод относительно карбонатных и сульфатных минералов. Особенности геохимических типов вод определяют долевое распределение форм миграции химических элементов и усложнение состава равновесных минералов от ферригидрита и сидерита в поверхностных водах до их насыщения кальцитом, доломитом, баритом и родохрозитом в трещинно-жилльных водах верхнепалеозойских гранитов.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 и Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19-45-540004.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф., Корнеева Т.В. Гидрогеология и гидрогеохимия Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод (юг Западной Сибири) // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9 – № 4. – С. 1255–1274.
2. Novikov D.A., Korneeva T.V. Microelements in radon waters of the Zaeltsovsky field (the southern part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – V. 1172. – № 012096.
3. Hydrogeological conditions and hydrogeochemistry of radon waters in the Zaeltsovsky-Mochishche zone of Novosibirsk, Russia / D.A. Novikov, F.F. Dultsev, R. Kamenova-Totzeva, T.V. Korneeva // Environmental Earth Sciences. – 2021. – V. 80. – № 216.
4. Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Role of water-rock interactions in the formation of the composition of radon waters of the Zaeltsovsky field (the southern part of West Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1451. – № 012007.

5. Изотопно-геохимические особенности проявления слаборадоновых вод «Иньские источники» (юг Западной Сибири) / Д.А. Новиков, Ю.Г. Копылова, Л.Г. Вакуленко, А.Ф. Сухорукова, А.Н. Пырряев, А.А. Максимова, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 3. – С. 135–145.
6. Dissolved radon and uranium in groundwater in a potential coal seam gas development region (Richmond River Catchment, Australia) / M.L. Atkins, I.R. Santos, A. Perkins, D.T. Maher // Journal of Environmental Radioactivity. – 2016. – V. 154. – P. 83–92. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jenvrad.2016.01.014> (дата обращения 01.03.2021).
7. Hydrochemistry and <sup>222</sup>Rn concentrations in spring waters in the Arid Zone El Granero, Chihuahua, Mexico / M. Rentería-Villalobos, A. Covarrubias-Muñoz, A. Pinedo-Álvarez, G. Manjon-Collado // Geosciences. – 2017. – V. 7 (1). – № 12.
8. Shilpa G.M., Anandaram B.N., Mohankumaric T.L. Measurement of <sup>222</sup>Rn concentration in drinking water in the environs of Thirthahalli taluk, Karnataka, India // Journal of Radiation Research and Applied Sciences. – 2017. – V. 10. – № 3. – P. 262–268.
9. Groundwater chemistry and radon-222 distribution in Jerba Island, Tunisia / F. Telahigue, B. Agoubi, F. Souid, A. Kharoubi // Journal of Environmental Radioactivity. – 2018. – V. 182. – P. 74–84.
10. Sherif M.I., Sturchio N.C. Radionuclide geochemistry of groundwater in the Eastern Desert, Egypt // Applied Geochemistry. – 2018. – V. 93. – P. 69–80.
11. Bhattacharya P. Radon in the groundwater in the Amman-Zarqa Basin and related environments in Jordan / M.M. Abu-Khadra, A.T. Shawaqfeh, Z. Naddaf, J.P. Maity // Groundwater for Sustainable Development. – 2018. – V. 7. – P. 73–81.
12. Amiri V., Nakhaei M., Lak R. Using radon-222 and radium-226 isotopes to deduce the functioning of a coastal aquifer adjacent to a hypersaline lake in NW Iran // Journal of Asian Earth Sciences. – 2017. – V. 147. – P. 128–147.
13. Radiological studies in the hot spring region of Mahallat, central Iran / M. Beitollahi, M. Ghiassi-Nejad, A. Esmaeli, R. Dunker // Radiation Protection Dosimetry. – 2007. – V. 123 (4). – P. 505–508.
14. Bertolo A., Bigliotto C. Radon concentration in waters of geothermal Euganean basin-Veneto, Italy // Radiation Protection Dosimetry. – 2004. – V. 111 (4). – P. 355–358. URL: <https://doi.org/10.1093/rpd/nch053> (дата обращения 01.03.2021).
15. Bohm C. Radon in Wasser-Ueberblick fur den Kanton Graubunden // Jahresbericht Naturforschende Gesellschaft Graubunden. – 2002. – V. 111. – P. 49–79.
16. Natural radioactivity levels in Andalusian spas / C. Duenas, M.C. Fernandez, C. Enraquez, J. Carretero, E. Liger // Water Research. – 1998. – V. 32 (8). – P. 2271–2278. URL: [http://dx.doi.org/10.1016/S0043-1354\(97\)00472-7](http://dx.doi.org/10.1016/S0043-1354(97)00472-7) (дата обращения 01.03.2021).
17. Gurler O., Akar U., Kahraman A. Measurements of radon levels in thermal waters of Bursa, Turkey // Fresenius Environmental Bulletin. – 2010. – V. 19 (12). – P. 3013–3017.
18. Radon concentrations in hot spring waters in northern Venezuela / A.D. Horvath, L.O. Bohus, F. Urbani, G. Marx, A. Piroth, E.D. Greaves // Journal of Environmental Radioactivity. – 2000. – V. 47 (2). – P. 127–133.
19. Mittal S., Rani A., Mehra R. Radon levels in drinking water and soil samples of Jodhpur and Nagaur districts of Rajasthan, India // Applied Radiation and Isotopes. – 2016. – V. 113. – P. 53–59. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2016.04.017> (дата обращения 01.03.2021).
20. Exposure to radon in the radon spa Niska Banja, Serbia / J. Nikolov, N. Todorovic, T. Petrovic Pantic, S. Forkapic, D. Mrdja, I. Bikit, M. Krmar, M. Veskovic // Radiation Measurements. – 2012. – V. 47. – P. 443–450.
21. Correlations between radium and radon occurrence and hydrogeochemical features for various geothermal aquifers in northwestern Romania / C.A. Roba, D. Nita, C. Cosma, V. Codrea, S. Olah // Geothermics. – 2012. – V. 42. – P. 32–46.
22. Роль структурного фактора в распределении подземных вод с повышенным содержанием радона на юго-западном фланге Южно-Байкальской рифтовой впадины / К.Ж. Семинский, Ю.П. Бурзунова, А.К. Семинский, А.А. Бобров // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8 – № 4. – С. 949–969.
23. Contribution of <sup>222</sup>Rn bearing water to indoor radon and indoor air quality assessment in hot spring hotels of Guangdong, China / G. Song, X. Wang, D. Chen, Y. Chen // Journal of Environmental Radioactivity. – 2011. – V. 102 (4). – P. 400–406.
24. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири / Ю.Н. Варкасин, В.Г. Свиридов, Н.А. Росляков, А.Т. Афанасьев, Г.А. Вавилихин, И.П. Васильев, В.И. Виниченко, А.Н. Леонов, А.И. Марус, Л.С. Михантьева, Г.В. Нестеренко, Г.Л. Самсонов, З.Я. Сердюк. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. – Т. 2. – 254 с.
25. Вериго Е.К., Быкова В.В., Гусев В.К. Заельцовское месторождение радоновых вод (Новосибирское Приобье) // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. – 1979. – № 14. – С. 47–51.
26. Гусев В.К., Вериго Е.К. Радоновые воды Колывань-Томской складчатой зоны, их использование и охрана // Изменение природных условий под влиянием деятельности человека. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1984. – С. 99–107.
27. Посохов Е.В., Толстихин Н.И. Минеральные воды (лечебные, промышленные, энергетические). – М.: Недра, 1977. – 240 с.
28. Росляков Н.А., Жмодик С.М., Пахомов В.Г. Естественные радионуклиды в геологической среде Новосибирской области // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы IV Международной конференции. – Томск, 4–8 июня 2013. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – С. 461–464.
29. Долгушин А.П., Царук И.И. Урановорудный потенциал Центрально-Сибирского региона // Разведка и охрана недр. – 2015. – № 10. – С. 28–34.
30. Царук И.И., Дундуков Н.Н. Основные вехи создания минерально-сырьевой базы урана России и Ближнего Зарубежья // Разведка и охрана недр. – 2015. – № 10. – С. 3–17.
31. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000. Лист N 44. – СПб.: ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2015.
32. Кох А.А., Новиков Д.А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. – 2014. – Т. 41. – № 4. – С. 375–385.
33. Новиков Д.А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8 – № 4. – С. 881–901.
34. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – V. 44 (5). – P. 780–788.
35. Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – V. 8 (10). – P. 8703–8719.
36. Корнеева Т.В., Новиков Д.А. Механизмы накопления микроэлементов в радоновых водах Заельцовского месторождения (юг Западной Сибири) // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 270–276.
37. Новиков Д.А., Деркачев А.С., Сухорукова А.Ф. Гидрогеохимия Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 125–132.
38. Перельман А.И. Геохимия ландшафта. изд. 2-е. – М.: Высшая школа, 1975. – 342 с.
39. Григорьев Н.А. Распределение химических элементов в верхней части континентальной коры // Уральский геологический журнал. – 2010. – № 3 (75). – С. 85–90.
40. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология. – М.: Недра, 1996. – 423 с.
41. Зверев В.П. Роль подземных вод в миграции химических элементов. – М.: Недра, 1982. – 186 с.
42. Лукнер Л., Шестаков В.М. Моделирование миграции подземных вод. – М.: Недра, 1986. – 208 с.
43. Минералогия области сочленения Салаира и Колывань-Томской складчатой зоны / Н.А. Росляков, Ю.Г. Щербаков, Л.В. Алабин, Г.В. Нестеренко, А.Ю. Калинин, Н.В. Рослякова, И.П. Васильев, А.И. Неволько, С.Р. Осинцев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001. – 243 с.

Поступила 10.03.2021 г.

#### **Информация об авторах**

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

**Сухорукова А.Ф.**, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры общей и региональной геологии Новосибирского национального исследовательского государственного университета.

**Корнеева Т.В.**, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории геоэлектрохимии Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

**Каменова-Тоцева Р.М.**, доцент, заведующая лабораторией Мониторинга публичного воздействия, руководитель аккредитационного центра типа А Национального центра радиобиологии и радиационной защиты.

**Максимова А.А.**, студент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет.

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

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

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

UDC 556.3(571.1)

## HYDROGEOLOGY AND HYDROGEOCHEMISTRY OF THE «KAMENSKOE» FIELD OF RADON-RICH WATERS (NOVOSIBIRSK)

**Dmitry A. Novikov**<sup>1,2</sup>,  
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

**Anna F. Sukhorukova**<sup>1,2</sup>,  
SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

**Tatyana V. Korneeva**<sup>1</sup>,  
KorneevaTV@ipgg.sbras.ru

**Rositza M. Kamenova-Totzeva**<sup>3</sup>,  
r.totzeva@ncrrp.org

**Anastasia A. Maksimova**<sup>2</sup>,  
rock.nastaya64@gmail.com

**Anton S. Derkachev**<sup>2</sup>,  
a.derkachev@g.nsu.ru

**Fedor F. Dultsev**<sup>1</sup>,  
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

**Anatoliy V. Chernykh**<sup>1</sup>,  
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

<sup>1</sup> Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB of RAS,  
3/6, Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

<sup>2</sup> Novosibirsk State University,  
1, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

<sup>3</sup> National Center of Radiobiology and Radiation Protection,  
3, «St. George Sofiyski» street, Sofia, 1606, Bulgaria.

**The relevance** of the research consists in obtaining new information on hydrogeology and hydrogeochemistry of underexplored fields Novosibirsk radon waters in the south of Western Siberia. Novosibirsk is one of those few cities in Russia that were laid on granites – a source of radon emanation (<sup>222</sup>Rn). The study area is confined to the inner area of the large Novosibirsk granitoid massif. There were no scientific generalizations of the available factual material.

**The aim** of the research is to identify the features of the hydrogeological structure and hydrogeochemistry of the mineral hydro-radon occurrence «Kamenskoe» and to study the forms of migration of chemical elements and the saturation degree to minerals.

**Methods.** Sampling was carried out in accordance with generally accepted methods. Compilation and analysis of hydrogeochemical data was carried out using the software Microsoft Excel, STATISTICA, SURFER, Grid Master. In the environment of Visual Minteq and WATEQ4f software packages, physicochemical calculations of the migration forms of chemical elements in radon waters and the degree of their saturation to a number of rock-forming minerals were performed.

**Results.** In the hydrogeological section of the «Kamenskoe» hydro-radon occurrence two aquifers: pore water of Quaternary aquifer and fissure-vein waters of Upper Paleozoic granites, were established (from top to bottom). In the central part of Novosibirsk, the infiltration of atmospheric precipitation is complicated, the natural regime of groundwater supply is disturbed. Pore-stratal waters of Quaternary sediments, waters of the zone of regional fracturing and fracture-vein waters of Upper Paleozoic granites are located in a common mixing area, which is influenced by flooding and anthropogenic pollution. Thus, in the water-bearing complex of the Upper Paleozoic granites, two hydrogeochemical zones are distinguished: the upper one is the waters of the regional fracturing zone in the flooding area under anthropogenic impact, and the lower one is the fractured-vein mineral radon waters. Mineral radon fissure-vein waters of granites are not subject to anthropogenic influence and are installed in well no. 4p (interval 73–74 m) and in well no. 16 at depths from 73 to 128 m. They are cold, fresh, HCO<sub>3</sub> Na-Ca and HCO<sub>3</sub> Na-Mg-Ca composition with TDS from 613,4 to 689,9 mg/dm<sup>3</sup> and silicon content 10,3–13,6 mg/dm<sup>3</sup>. They are characterized by pH from neutral to slightly alkaline (6,9–7,8) and oxygen-nitrogen composition of water-dissolved gases. The established activity of <sup>222</sup>Rn varies in the range of 1101–1570 Bq/dm<sup>3</sup> (strongly radon waters according to the classification of N.I. Tolstikhin); content: <sup>238</sup>U from 5,6·10<sup>-3</sup> to 6,5·10<sup>-3</sup> mg/dm<sup>3</sup> and <sup>226</sup>Ra from 2,7·10<sup>-9</sup> to 1,8·10<sup>-8</sup> mg/dm<sup>3</sup>. With an increase in the total mineralization of radon waters, the proportion of simple cationic forms of Mg<sup>2+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Na<sup>+</sup>, Sr<sup>2+</sup>, Ba<sup>2+</sup> in solution decreases, which is associated with the formation of hardly soluble carbonate and sulfate compounds. In radon waters, Fe(II) forms are presented as Fe<sup>2+</sup>, FeHCO<sub>3</sub><sup>+</sup>, FeCO<sub>3</sub><sup>0</sup>. Ferrous (III) migrates in the form of positively charged hydroxo complexes Fe(OH)<sub>2</sub><sup>+</sup> and neutral Fe(OH)<sub>3</sub><sup>0</sup>. Among the forms of manganese migration, the simple cation Mn<sup>2+</sup> (43,71–99,99 %) dominates, the remaining forms are represented by MnHCO<sub>3</sub><sup>+</sup> (9,89–28,27 %) and MnCO<sub>3</sub><sup>0</sup> (0,01–37,39), to an even lesser extent MnSO<sub>4</sub><sup>0</sup> (0,20–2,25 %), MnCl<sup>+</sup> (0,04–1,12 %) and MnOH<sup>+</sup> (0,01–0,05 %). The chemical forms of migration of heavy metals (nickel and copper) are presented in the form of free cations (Ni<sup>2+</sup>, Cu<sup>2+</sup>), hydrocarbonate (NiHCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, CuHCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) and carbonate (NiCO<sub>3</sub><sup>0</sup>, CuCO<sub>3</sub><sup>0</sup>) complexes. Copper also migrates in the neutral form Cu(OH)<sub>2</sub><sup>0</sup>. Beryllium (hazard class 1) migrates in the form of the hydroxo complex Be(OH)<sub>2</sub>. The established features of the geochemical types of waters, the proportional distribution of forms and coefficients of water migration of chemical elements revealed the complication of the composition of equilibrium minerals from siderite, ferrihydrite, and greenalite in surface waters to saturation with calcite, dolomite, magnesite, rhodochrosite, and talc in fractured vein waters of the Upper Paleozoic granites. The forms of migration of chemical elements determine the mechanisms of dissolution/precipitation of mineral compounds.

### Key words:

Hydrogeochemistry, radon waters, uranium, radium, radon, microcomponents, forms of migration, saturation indices, the «Kamenskoe» hydro-radon occurrence, Novosibirsk, Western Siberia.

The research was financially supported by the FSR № 0331-2019-0025 and the Russian Foundation for Basic Research and Governments of the Novosibirsk Region as part of a science project no. 19-45-540004.

## REFERENCES

- Novikov D.A., Sukhorukova A.F., Korneeva T.V. Hydrogeology and hydrogeochemistry of the Zaeltsovsko-Mochishchensky zone of radon waters in the southern West Siberia. *Geodynamics & Tectonophysics*, 2018, vol. 9 (4), pp. 1255–1274. In Rus.
- Novikov D.A., Korneeva T.V. Microelements in radon waters of the Zaelsovsky field (the southern part of West Siberia). *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1172, no. 012096.
- Novikov D.A., Dultsev F.F., Kamenova-Totzeva R., Korneeva T.V. Hydrogeological conditions and hydrogeochemistry of radon waters in the Zaeltsovsky-Mochishche zone of Novosibirsk, Russia. *Environmental Earth Sciences*, 2021, vol. 80, no. 216.
- Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Role of water-rock interactions in the formation of the composition of radon waters of the Zaeltsovsky field (the southern part of West Siberia). *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, vol. 1451, no. 012007.
- Novikov D.A., Kopylova Yu.G., Vakulenko L.G., Sukhorukova A.F., Pyryaev A.N., Maksimova A.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Isotope geochemical features of occurrence of low-radon waters «Inskie springs» (south-western Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 3, pp. 135–145. In Rus.
- Atkins M.L., Santos I.R., Perkins A., Maher D.T. Dissolved radon and uranium in groundwater in a potential coal seam gas development region (Richmond River Catchment, Australia). *Journal of Environmental Radioactivity*, 2016, vol. 154, pp. 83–92. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jenvrad.2016.01.014> (accessed 1 March 2021).
- Renteria-Villalobos M., Covarrubias-Muñoz A., Pinedo-Álvarez A., Manjon-Collado G. Hydrochemistry and <sup>222</sup>Rn Concentrations in Spring Waters in the Arid Zone El Granero, Chihuahua, Mexico. *Geosciences*, 2017, vol. 7 (1), no. 12.
- Shilpa G.M., Anandaram B.N., Mohankumaric T.L. Measurement of <sup>222</sup>Rn concentration in drinking water in the environs of Thirthahalli taluk, Karnataka, India. *Journal of Radiation Research and Applied Sciences*, 2017, vol. 10, no. 3, pp. 262–268.
- Telahigue F., Agoubi B., Souid F., Kharroubi A. Groundwater chemistry and radon-222 distribution in Jerba Island, Tunisia. *Journal of Environmental Radioactivity*, 2018, vol. 182, pp. 74–84.
- Sherif M.I., Sturchio N.C. Radionuclide geochemistry of groundwater in the Eastern Desert, Egypt. *Applied Geochemistry*, 2018, vol. 93, pp. 69–80.
- Abu-Khadera M.M., Shawaqfeh A.T., Naddaf Z., Maity J.P., Bhattacharya P. Radon in the groundwater in the Amman-Zarqa Basin and related environments in Jordan. *Groundwater for Sustainable Development*, 2018, vol. 7, pp. 73–81.
- Amiri V., Nakhaei M., Lak R. Using radon-222 and radium-226 isotopes to deduce the functioning of a coastal aquifer adjacent to a hypersaline lake in NW Iran. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2017, vol. 147, pp. 128–147.
- Beitollahi M., Ghiassi-Nejad M., Esmaeli A., Dunker R. Radiological studies in the hot spring region of Mahallat, central Iran. *Radiation Protection Dosimetry*, 2007, vol. 123 (4), pp. 505–508.
- Bertolo A., Bigliotto C. Radon concentration in waters of geothermal Euganean basin-Veneto, Italy. *Radiation Protection Dosimetry*, 2004, vol. 111 (4), pp. 355–358. Available at: <https://doi.org/10.1093/rpd/nch053> (accessed 1 March 2021).
- Bohm C. Radon in Wasser-Uberblick fur den Kanton. Graubunden. *Jahresbericht Naturforschende Gesellschaft Graubunden*, 2002, vol. 111, pp. 49–79.
- Duenas C., Fernandez M.C., Enraquez C., Carretero J., Liger E. Natural radioactivity levels in Andalusian spas. *Water Research*, 1998, vol. 32 (8), pp. 2271–2278. Available at: [http://dx.doi.org/10.1016/S0043-1354\(97\)00472-7](http://dx.doi.org/10.1016/S0043-1354(97)00472-7) (accessed 1 March 2021).
- Gurler O., Akar U., Kahraman A. Measurements of radon levels in thermal waters of Bursa, Turkey. *Fresenius Environmental Bulletin*, 2010, vol. 19 (12), pp. 3013–3017.
- Horvath A.D., Bohus L.O., Urbani F., Marx G., Piroth A., Greaves E.D. Radon concentrations in hot spring waters in northern Venezuela. *Journal of Environmental Radioactivity*, 2000, vol. 47 (2), pp. 127–133.
- Mittal S., Rani A., Mehra R. Radon levels in drinking water and soil samples of Jodhpur and Nagaur districts of Rajasthan, India. *Applied Radiation and Isotopes*, 2016, vol. 113, pp. 53–59. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2016.04.017> (accessed 1 March 2021).
- Nikolov J., Todorovic N., Petrovic Pantic T., Forkapic S., Mrdjia D., Bikit I., Krmar M., Veskovc M. Exposure to radon in the radon spa Niska Banja, Serbia. *Radiation Measurements*, 2012, vol. 47, pp. 443–450.
- Roba C.A., Nita D., Cosma C., Codrea V., Olah S. Correlations between radium and radon occurrence and hydrogeochemical features for various geothermal aquifers in northwestern Romania. *Geothermics*, 2012, vol. 42, pp. 32–46.
- Seminsky K.Zh., Burzunova Yu.P., Seminsky A.K., Bobrov A.A. Role of the structural factor in the distribution of high-radon groundwater in the southwestern flank of the South Baikal rift basin. *Geodynamics & Tectonophysics*, 2017, vol. 8 (4), pp. 949–969. In Rus.
- Song G., Wang X., Chen D., Chen Y. Contribution of <sup>222</sup>Rn bearing water to indoor radon and indoor air quality assessment in hot spring hotels of Guangdong, China. *Journal of Environmental Radioactivity*, 2011, vol. 102 (4), pp. 400–406.
- Varkasin Yu.N., Sviridov V.G., Roslyakov N.A., Afanasyev A.T., Vavilikhin G.A., Vasiliev I.P., Vinichenko V.I., Leonov A.N., Marus A. I., Mikhantieva L.S., Nesterenko G.V., Samsonov G.L., Serdyuk Z.Ya. Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye Zapadnoy Sibiri [Geological structure and minerals of Western Siberia]. Novosibirsk, SB RAS, SIC OIGGM Publ., 1998. Vol. 2, 254 p.
- Verigo E.K., Bykova V.V., Gusev V.K. Zaeltsovskoe mestorozhdenie radonovykh vod (Novosibirskoe Priobye) [Zaeltsovsky deposit of radon waters (Novosibirsk Priobye)]. *New data on geology and minerals of Western Siberia*, 1979, Iss. 14, pp. 47–51.
- Gusev V.K., Verigo E.K. Radonovye vody Kolyvan-Tomskoy skladchatoy zony, ikh ispolzovanie i okhrana [Radon waters of the Kolyvan-Tomsk fold zone, their use and protection]. *Izmenenie prirodnykh uslovy pod vliyaniem deyatelnosti cheloveka* [Change in natural conditions under the influence of human activity]. Novosibirsk, Nauka, Siberian Branch, 1984, pp. 99–107.
- Posokhov E.V., Tolstikhin N.I. *Mineralnye vody (lechebnye, promyshlennye, energeticheskie)* [Mineral waters (healing, industrial, energy)]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 240 p.
- Roslyakov N.A., Zhmodik S.M., Pakhomov V.G. Prirodnye radionuklidy v geologicheskoy srede Novosibirskoy oblasti [Natural radionuclides in the geological environment of the Novosibirsk region]. *Radioaktivnost i radioaktivnye elementy v srede cheloveka. Materialy IV Mezhdunarodnoy konferentsii* [Radioactivity and radioactive elements in the human environment. Materials of the IV International Conference]. Tomsk, June 4–8, 2013. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2013. pp. 461–464.
- Dolgushin A.P., Tsaruk I.I. Uranium ore potential of the Central Siberian region. *Exploration and protection of mineral resources*, 2015, no. 10, pp. 28–34. In Rus.
- Tsaruk I.I., Dundukov N.N. The main milestones of creating the mineral resource base of uranium in Russia and the Near Abroad. *Exploration and protection of mineral resources*, 2015, no. 10, pp. 3–17. In Rus.
- Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000* [State Geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000]. List N 44. St. Petersburg, FSBI «VSEGEI», 2015.
- Kokh A.A., Novikov D.A. Hydrodynamic conditions and vertical hydrogeochemical zonality of groundwater in the Western Khatanga Artesian Basin. *Water Resources*, 2014, vol. 41, no. 4, pp. 396–405. In Rus.
- Novikov D.A. Hydrogeological conditions for the presence of oil and gas in the western segment of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geodynamics and Tectonophysics*, 2017, vol. 8, no. 4, pp. 881–901. In Rus.
- Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, vol. 44 (5), pp. 780–788.
- Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 2015, vol. 8 (10), pp. 8703–8719.
- Korneeva T.V., Novikov D.A. Mekhanizmy nakopleniya mikroelementov v radonovykh vodakh Zaeltsovskogo mestorozhdeniya

- (yug Zapadnoy Sibiri) [Mechanisms for accumulation of trace elements in radon waters of the Zaeltsovsky deposit (south of Western Siberia)]. *Materialy Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii* [Materials of the All-Russian Meeting on Groundwaters of the East of Russia]. Novosibirsk, CPI NSU Publ., 2018. pp. 270–276.
37. Novikov D.A., Derkachev A.S., Sukhorukova A.F. Hydrogeochemistry of the Zaeltsov-Mochischen manifestation of radon waters. *Interexpo Geo-Siberia*, 2019, vol. 2, no. 1, pp. 125–132. In Rus.
  38. Perelman A.I. *Geokhimiya landshafta* [Landscape geochemistry]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1975. 342 p.
  39. Grigoryev N.A. Raspredelenie khimicheskikh elementov v verkhney chasti kontinentalnoy kory [Distribution of chemical elements in the upper continental crust]. *Uralskiy geologicheskii zhurnal*, 2010, no. 3 (75), pp. 85–90.
  40. Shvartsev S.L. *Obshchaya gidrogeologiya* [General hydrogeology]. Moscow, Nedra Publ., 1996. 423 p.
  41. Zverev V.P. *Rol podzemnykh vod v khimicheskikh veshchestvakh* [The role of groundwater in migration of chemical elements]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 186 p.
  42. Lukner L., Shestakov V.M. *Modelirovaniye prostranstva podzemnykh vod* [Modeling groundwater migration]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 208 p.
  43. Roslyakov N.A., Scherbakov Yu.G., Alabin L.V., Nesterenko G.V., Kalinin A.Yu., Roslyakova N.V., Vasiliev I.P., Nevolko A.I., Osintsev S.R. *Minerageniya oblasti sochleneniya Salaira i Kolyvan-Tomskoy skladchatoy zony* [Minerageny of the joint area of Salair and Kolyvan-Tomsk fold zone]. Novosibirsk, SB RAS Publ., Geo branch, 2001. 243 p.

Received: 10 March 2021.

#### Information about the author

**Dmitry A. Novikov**, Cand. Sc., head of the laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; associate professor, Novosibirsk State University.

**Anna F. Sukhorukova**, Cand. Sc., researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; associate professor, Novosibirsk State University.

**Tatyana V. Korneeva**, Cand. Sc., researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

**Rositsa M. Kamenova-Totzeva**, associate professor, head of Public Exposure Monitoring Laboratory, head of accredited inspection body type A, National Center of Radiobiology and Radiation Protection, Bulgaria.

**Anastasia A. Maksimova**, student, Novosibirsk State University.

**Anton S. Derkachev**, student, Novosibirsk State University.

**Fedor F. Dultsev**, research associate, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

**Anatoliy V. Chernykh**, research associate, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.



**Компьютерная верстка** *О.Ю. Аршинова*  
**Корректурa и перевод на английский язык** *С.В. Жаркова*  
**Дизайн обложки** *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива  
*Валерия Касаткина*

Руководство для авторов и образец оформления статьи: [izvestiya.tpu.ru](http://izvestiya.tpu.ru)

Подписано к печати 29.04.2021. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».  
Печать XEROX. Усл. печ. л. 24,31. Уч.-изд. л. 21,99.  
Заказ 76-21. Тираж 500 экз.



**Издательство**

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ