

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 331, № 1, 2020

ИЗВЕСТИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ

Редакционная коллегия

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)
Рихванов Л.П., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Белозеров В.Б., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Уленев О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)
Тойпель У., Dsc (Германия)
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)
Ильин А.П., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Заворин А.С., д-р техн. наук (Россия)
Ханьялич К., Dsc (Нидерланды)
Маркович Д.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Алексеев С.В., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Воропай Н.И., д-р техн. наук (Россия)
Кочегуров А.И., канд. техн. наук (Россия)
Руи Д., PhD (Португалия)
Зияудинов 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)
Абутапилова Е.М., д-р техн. наук (Россия)
Полищук В.И., д-р техн. наук (Россия)
Хамитов Р.Н., д-р техн. наук (Россия)
Зюев А.М., д-р техн. наук (Россия)
Кириянова Л.Г., выпуск. редактор, канд. филос. наук (Россия)
Глазырин А.С., выпуск. редактор, д-р техн. наук (Россия)

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

Подписной индекс в объединённом каталоге «Пресса России» – 18054

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2020

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 геологических объектов.

Журнал представляет интерес для геологов, химиков, технологов, физиков, экологов, энергетиков, специалистов по хранению и транспортировке георесурсов, ИТ-специалистов, а также ученых других смежных областей.

Тематические направления журнала «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов»:

- Прогнозирование и разведка георесурсов
- Добыча георесурсов
- Транспортировка георесурсов
- Глубокая переработка георесурсов
- Энергоэффективное производство и преобразование энергии на основе георесурсов
- Безопасная утилизация георесурсов и вопросы геоэкологии
- Инженерная геология Евразии и окраинных морей

К публикации принимаются статьи, ранее нигде не опубликованные и не представленные к печати в других изданиях.

Статьи, отбираемые для публикации в журнале, проходят закрытое (слепое) рецензирование.

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

Окончательное решение по публикации статьи принимает главный редактор журнала.

Все материалы размещаются в журнале на бесплатной основе.

Журнал издается ежемесячно.

Полнотекстовый доступ к электронной версии журнала возможен на сайтах www.elibrary.ru, scholar.google.com

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

Volume 331, № 1, 2020

BULLETIN OF THE TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY. GEO ASSETS ENGINEERING

Editorial Board

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)
Rikhvanov L.P., Dr. Sc. (Russia)
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)
Belozerv V.B., Dr. Sc. (Russia)
Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)
Silkin V.M., PhD (Spain)
Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)
Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)
Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)
Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)
Teipel U., Dsc (Germany)
Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)
Ilyin A.P., Dr. Sc. (Russia)
Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)
Hanjalic K., Dsc (Netherlands)
Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)
Alekseenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)
Rui D., PhD (Portugal)
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)
Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Lotov V.A., Dr. Sc. (Russia)
Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)
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)
Kiryanova L.G., managing editor, Cand. Sc. (Russia)
Glazyrin A.S., managing editor, Dr. Sc. (Russia)

AIMS AND SCOPE

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, scholar.google.com.

СОДЕРЖАНИЕ

- Исследование эффективности комплексного нестационарного воздействия на залежь с высоковязкой нефтью**
Поплыгин В.В., Уирсигрох М.
- Дагинское месторождение термальных минеральных вод. Условия формирования, современное состояние, перспективы использования (Сахалинская область)**
Сахаров В.А., Ильин В.В., Морозова О.А., Выпрыжкин Е.Н., И Кен Хи, Гоголева И.В.
- Утилизация нефтесодержащих сточных вод эмульгированием и сжиганием**
Иванов В.П., Дронченко В.А., Вигерина Т.В., Пилипенко С.В.
- Содержание химических элементов в почвах и поверхностных водах плоскогорья Укок (Юго-Восточный Алтай)**
Пузанов А.В., Бабошкина С.В., Балыкин С.Н., Рождественская Т.А., Салтыков А.В.
- Эколого-геохимическая оценка состояния почвенного покрова территории Сорского горного-обогатительного комбината (республика Хакасия)**
Белошейкина А.В., Таловская А.В., Язиков Е.Г.
- Повышение эффективности проектирования разработки нового газоконденсатного актива методами интегрированного моделирования**
Зипир В.Г., Чернова О.С.
- Двухконтурный накопитель энергии для гибридных энергетических систем с возобновляемыми источниками энергии**
Обухов С.Г., Плотников И.А., Ибрагим А., Масолов В.Г.
- О типах ловушек, сформировавшихся в Куринской и Южно-Каспийской впадинах и роли тектонических нарушений в них**
Мухтарова Х.З.
- Разработка и применение стационарного скважинного прибора в системе управления процессом нефтедобычи**
Алаева Н.Н., Томус Ю.Б., Тугашова Л.Г.
- Выбор определяющих параметров технического состояния, оказывающих влияние на остаточный срок службы теплообменного оборудования**
Кулаков П.А., Рубцов А.В., Афанасенко В.Г., Зубкова О.Е., Иванова К.К., Шарипова Р.Р.
- Годовые кольца сосны обыкновенной (Pinus sylvestris L.) – индикатор геохимической обстановки и хронологического изменения химического элементного состава окружающей среды**
Миронова А.С., Рихванов Л.П., Барановская Н.В., Судыко А.Ф.
- Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью**
Вирстюк А.Ю., Микшина В.С.
- Определение устойчивости оползневого склона при проектировании моста через р. Пошнарку в Чувашии**
Сахаровский А.В., Строкова Л.А.
- Экспериментальное исследование процесса разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами при ударно-вращательном бурении**
Нескоромных В.В., Головченко А.Е.
- Нелинейное алгебраическое оценивание индуктивности вибрационного электромагнитного активатора по кривой затухания тока**
Глазырин А.С., Аникин В.В., Бунков Д.С., Антяскин Д.И., Старцева Ю.Н., Ковалев В.З., Хамитов Р.Н., Кладиев С.Н., Филипас А.А.

CONTENTS

- Research of efficiency of complex non-stationary impact on layer with high-quality oil**
Poplygin V.V., Wiercigroch M.
- Daginsky deposit of thermal mineral waters. Formation conditions, current state, prospects for use (Sakhalin region)**
Sakharov V.A., Ilin V.V., Morozova O.A., Vypryazhkin E.N., I Ken Khi, Gogoleva I.V.
- Disposal of oil-containing wastewater by emulsification and burning**
Ivanov V.P., Dronchenko V.A., Vigerina T.V., Pilipenko S.V.
- Chemical elements in soils and surface waters of the Ukok plateau (South-Eastern Altai)**
Puzanov A.V., Baboshkina S.V., Balykin S.N., Rozhdestvenskaya T.A., Saltykov A.V.
- Ecological and geochemical assessment of Sorsk mining and processing plant soil cover (republic of Khakassia)**
Belosheykina A.V., Talovskaya A.V., Yazikov E.G.
- Improvement of efficiency of developing green gas-condensate field project using integrated asset modelling**
Zipir V.G., Chernova O.S.
- Dual energy storage for hybrid energy systems with renewable energy sources**
Obukhov S.G., Plotnikov I.A., Ibrahim A., Masolov V.G.
- On the types of traps formed in the Kur and South Caspian depressions and the role of tectonic faults in them**
Mukhtarova Z.Kh.
- Development and application of permanent downhole gauge in oil production control system**
Alaeva N.N., Tomus Yu.B., Tugashova L.G.
- Selection of determining parameters of technical condition affecting the residual life of the heat exchanging equipment**
Kulakov P.A., Rubtsov A.V., Afanasenko V.G., Zubkova O.E., Ivanova K.K., Sharipova R.R.
- Annual rings of scots pine (Pinus sylvestris L.) is the indicator of geochemical conditions and chronological changes in chemical elemental composition of the environment**
Mironova A.S., Rikhvanov L.P., Baranovskaya N.V., Sudyko A.F.
- Application of regression analysis to evaluate the efficiency of oil well operating with the paraffin oil**
Virstyuk A.Yu., Mikshina V.S.
- Determining landslide slope stability when designing a bridge over the river Poshnarka in the Chuvash Republic**
Sakharovsky A.V., Strokova L.A.
- Experimental study of rock destruction by eccentric impact pulses during rotary-percussion drilling**
Neskoromnykh V.V., Golovchenko A.E.
- Nonlinear algebraic estimation of a vibration electromagnetic activator inductivity by a failing current curve**
Glazyrin A.S., Anikin V.V., Bunkov D.S., Antyaskin D.I., Startseva Yu.N., Kovalev V.Z., Khamitov R.N., Kladiev S.N., Filipas A.A.

- | | |
|---|--|
| <p>Геологические и геоморфологические предпосылки выбора места транспортного перехода «материк–Сахалин»
 Мелкий В.А., Братков В.В., Верхотуров А.А.</p> <p>Новые данные по палеогеографии восточного побережья залива Грэн-Фьорд (остров Западный Шпицберген) на основании изучения голоценовых отложений на мысе Финнесет с применением изотопно-геохимических методов
 Кряучюнас В.В., Игловский С.А., Любас А.А., Кузнецова И.А., Котова Е.И., Шахова Е.В., Мироненко К.А.</p> <p>Насыщенные и ароматические углеводороды-биомаркеры в нефтях Байкитской антеклизы
 Тимошина И.Д.</p> <p>Визуализация программного обеспечения на базе средств виртуальной реальности геопространственных данных. Обзор и перспективы разработки
 Авербух В.Л., Авербух Н.В., Васёв П.А., Гвоздарев И.Л., Левчук Г.И., Мелкозёров Л.О.</p> <p>Определение и характеристика коэффициента связности коллектора геолого-гидродинамических моделей нефтегазовых залежей
 Попов В.Л., Поднеbesных А.В., Пыльник С.В.</p> | <p>158 Geological and geomorphological determinants for choosing the place of transport crossing «continent–Sakhalin»
 Melkiy V.A., Bratkov V.V., Verkhoturov A.A.</p> <p>171 New paleogeography data of the eastern coast of Green Fjord (West Spitsbergen Island) based on research of the Holocene deposits on Finneset cape with use of isotope-geochemical methods
 Kriauciunas V.V., Iglovsky S.A., Lyubas A.A., Kuznetsova I.A., Kotova E.I., Shakhova E.V., Mironenko K.A.</p> <p>184 Saturated and aromatic biomarker hydrocarbons in oils of the Baykit antecline
 Timoshina I.D.</p> <p>195 Software visualization based on virtual reality systems. Survey and future developments
 Averbukh V.L., Averbukh N.V., Vasev P.A., Gvozhdarev I.L., Levchuk G.I., Melkozherov L.O.</p> <p>211 Definition and description of the oil and gas reservoir connectivity coefficient
 Popov V.L., Podnebesnykh A.V., Pylnik S.V.</p> |
|---|--|

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО НЕСТАЦИОНАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖЬ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Поплыгин Владимир Валерьевич¹,
poplygin@bk.ru

Уирсигрох Мариан²,
m.wiercigroch@abdn.ac.uk

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 616990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

² Центр Прикладной динамики,
Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии, AB24 3UE, г. Абердин, улица Университета, 69.

Актуальность. При стационарной закачке воды для поддержания пластового давления наблюдается опережающее обводнение добывающих скважин. Преждевременное обводнение связано с высокой послойной и зональной неоднородностью коллекторов, высокой вязкостью нефти, подошвенной водой, интенсивной закачкой воды. Использование циклического заводнения позволяет увеличить охват пласта воздействием и текущий коэффициент извлечения нефти. Прирост в добыче нефти от использования метода достигает 4 %, снижается отбор воды из залежи.

Цель: исследовать эффективность использования циклического заводнения на залежи с высоковязкой нефтью, оценить наиболее эффективную длительность периодов работы и остановки нагнетательных и добывающих скважин для достижения наибольших приростов в добыче нефти.

Объект: участок турнейской карбонатной залежи с высоковязкой нефтью. Средняя обводненность продукции скважин на залежи составляет 77,1 %, при отборе от начальных извлекаемых запасов – 49 %. Участок эксплуатируется одной нагнетательной скважиной, расположенной в центре, и девятью добывающими скважинами по периметру водонефтяного контакта. В рассматриваемых условиях необходимо внедрять методы увеличения охвата паста воздействием и снижения обводненности.

Методы: определение оптимальных технологий циклической закачки воды и комплексного нестационарного воздействия, гидродинамическое моделирование циклического воздействия на участке нефтяного месторождения.

Результаты. Рассмотрены различные варианты работы нагнетательной скважины при реализации циклического заводнения. Получено, что соотношение продолжительности работы и остановки скважины, при условии 100 % компенсации, практически не влияет на результат моделирования. При циклической работе нагнетательной скважины увеличение добычи нефти происходит на 3,6 % по сравнению с базовым вариантом. Большой технологический эффект возможен при комплексном воздействии – периодической остановке как нагнетательных, так и добывающих скважин. В случае комплексного воздействия накопленная добыча нефти на участке залежи увеличивается на 10,6 % по сравнению с базовым вариантом.

Ключевые слова:

Залежь нефти, обводненность, циклическое заводнение, нестационарное заводнение, нефтеотдача.

Введение

Для поддержания пластового давления в нефтяные залежи закачивают различные агенты, в основном воду. Закачка воды в скважины позволяет достигать высоких значений коэффициентов нефтеотдачи пластов [1–5], препятствовать деформациям горных пород [6]. Вместе с тем при стационарной закачке наблюдается опережающее обводнение добывающих скважин из-за прорыва воды по более проницаемым каналам [7–10]. Для повышения эффективности эксплуатации залежей, изменения направления фильтрационных потоков, вовлечение в разработку ранее не дренируемых запасов используют различные технологии, в том числе закачку агентов повышенной вязкости, строительство новых скважин или боковых стволов и др. [11]. Одним из эффективных методов увеличения охвата пласта воздействием, снижения темпов опережающего обводнения добывающих скважин является циклическая закачка воды [12]. Промысловый опыт внедрения циклической закачки или нестационарного заводнения показывает существенный прирост уровней добычи нефти и коэффициентов нефтеизвлече-

ния при минимальных затратах на внедрение технологии [13–17].

Выявлено, что эффективность нестационарного воздействия увеличивается с ростом неоднородности коллекторов, вязкости пластовой нефти, проницаемости отдельных прослоев и др. [18–22].

В Пермском крае на части объектов разработки наблюдается опережение обводнения скважин над выработкой извлекаемых запасов нефти (НИЗ). Наиболее существенное отличие между обводнением и выработкой НИЗ имеется на залежах с высоковязкой нефтью. Значительная часть залежей с высоковязкой нефтью в Пермском крае приурочена к Ножовской группе месторождений. Средние значения обводненности и отбора от НИЗ по турнейским объектам Ножовской группы месторождений составляют 57 и 37 %, соответственно.

Объект исследований

Рассмотрим одно из поднятий турнейской залежи месторождения Ножовской группы. Месторождение разрабатывается с 1994 г. Основные геолого-физические параметры и показатели разработки залежи приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные геолого-физические параметры и показатели разработки залежи

Table 1. The main geological and physical parameters and deposits development indicators

Параметр/Parameter	Ед. измер. Units	Значение Value
Проницаемость по керну Core permeability	мкм ² micron ²	0,035
Коэффициент песчаности Sandiness coefficient	доли ед. unit fraction	0,574
Коэффициент расчлененности Number of permeable intervals	доли ед. unit fraction	4,33
Вязкость нефти в пластовых условиях Reservoir oil viscosity	мПа*с mPa*s	42
Вязкость воды в пластовых условиях Reservoir water viscosity	мПа*с mPa*s	1,44
Отбор от НИЗ Oil recovery	%	49
Обводненность Water cut	%	77,1

Из табл. 1 следует, что обводненность существенно больше отбора от начальных извлекаемых запасов нефти. Данная ситуация обусловлена совокупностью факторов: высокой вязкостью пластовой нефти, расчлененностью залежи, существенным отличием проницаемостей пропластков. Дебиты скважин по нефти на участке изменяются в пределах 2,2...4,6 т/сут, по жидкости – 4,5...16,5 м³/сут. Забойные давления на добывающих скважинах изменяются в пределах 6,1...14,9 МПа. Приёмистость нагнетательной скважины 30 м³/сут.

Размещение скважин на рассматриваемом поднятии представляет собой элемент разработки с одной нагнетательной скважиной в центре и девятью скважинами по периметру водонефтяного контакта (рис. 1). В настоящее время действующими являются 4 добывающих скважины, остальные переведены в контрольный фонд, законсервированы, 1 скважина ликвидирована.

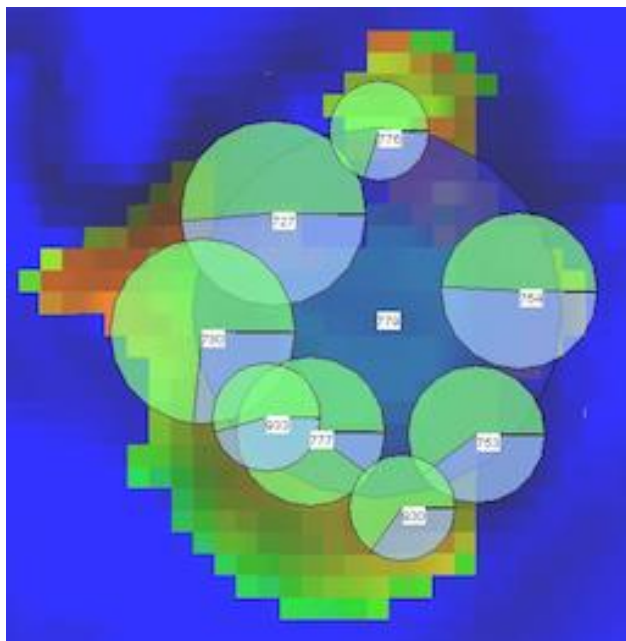


Рис. 1. Карта накопленных отборов и закачки на поднятии
Fig. 1. Map of cumulative oil production and water injection

Проектирование нестационарного воздействия

При анализе движения фильтрационных потоков на поднятии отмечено, что значительная доля закачиваемой воды движется по более проницаемым каналам фильтрации от нагнетательной скважины к добывающей (рис. 2).

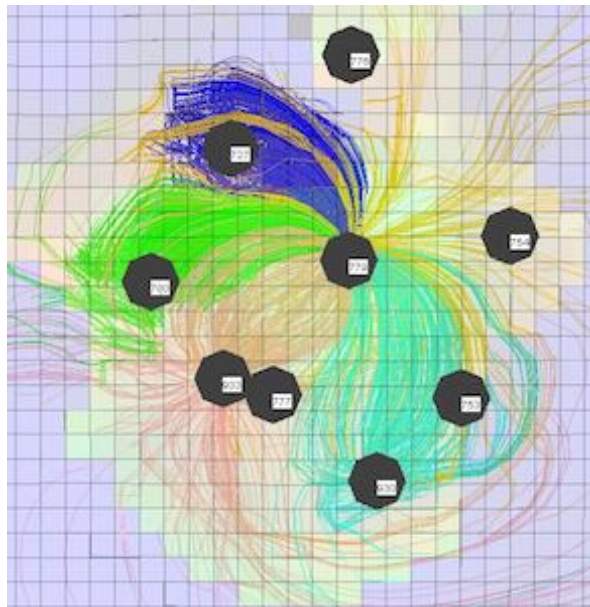


Рис. 2. Направления фильтрационных потоков на участке залежи
Fig. 2. Direction of filtration flows in the area of deposits

Для увеличения охвата пласта воздействием, вытеснения нефти из блоков коллектора и повышения эффективности разработки рассматриваемого участка залежи предлагается использовать технологию нестационарного заводнения. В специальной литературе отмечено, что необходимо учитывать фильтрационные параметры залежи для оценки оптимального времени остановки нагнетательных скважин [23] и чем больше проницаемость коллектора, тем больше должна быть величина полупериодов нагнетания [24].

В [25] приведена формула для определения времени полупериода работы нагнетательной скважины:

$$T = \frac{l^2 \cdot m \cdot C \cdot \mu}{2k},$$

где T – длительность полупериода нестационарного воздействия; l – среднее расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами; m – пористость; C – коэффициент сжимаемости породы и жидкости; μ – динамическая вязкость пластовой нефти; k – проницаемость.

Для рассматриваемого поднятия длительность полупериода, определенная по представленной формуле, приближается к 180 сут.

В [26, 27] показано, что наибольший эффект при реализации циклического заводнения достигается при соотношении времени работы и остановки нагнетательных скважин в интервале 1/2...2/3. Выполнено гидродинамическое моделирование нестационарного воздействия для рассматриваемого участка с текущего момента времени до 01.01.2030 в программном комплексе Tempest More (табл. 2).

Таблица 2. Результаты моделирования циклической закачки на участке залежи

Table 2. Results of simulation of cyclic injection in the area of deposits

№ варианта Number	Продолжительность работы нагнетательной скважины, сут Injection well operation time, days	Продолжительность остановки нагнетательной скважины, сут Time to stop the injection well, days	Результаты на Results for 01.01.2030	
			Обводненность, % Water cut, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т Total oil production, thousand tons
Базовый Base	–	–	78,6	233,98
1	30	30	70,6	242,51
2	60	60		242,50
3	180	180		242,49
4	30	60	70,8	242,42
5	60	180	70,7	242,42

Результаты моделирования (табл. 2) предполагают эффективность использования нестационарного воздействия в виде циклического заводнения. К 2030 г. ожидаемый прирост накопленной добычи нефти достигнет 3,6 % при снижении обводненности на 8 %. Однако существенной разницы между результатами моделирования на различных режимах работы нагнетательной скважины не выявлено. Очевидно, что в текущих условиях наиболее технологически эффективным окажется вид нестационарного воздействия более удобный для реализации производственным подразделением.

В [28, 29] отмечена эффективность комплексного воздействия на залежь нефти с помощью циклической работы как нагнетательных, так и добывающих скважин. При таком воздействии происходит более интенсивное перераспределение фильтрационных потоков и давлений в пласте и, как следствие, увеличиваются притоки к добывающим скважинам.

Результаты моделирования комплексного нестационарного воздействия представлены в табл. 3.

Согласно табл. 3, комплексное нестационарное воздействие приводит к существенно большему приросту в добыче нефти на участке залежи. Максимальный прирост в добыче нефти в первом варианте составляет 10,6 % по сравнению с базовым вариантом.

Таблица 3. Результаты моделирования нестационарного гидродинамического воздействия на участке залежи

Table 3. Results of simulation of non-stationary hydrodynamic effects on the site of deposits

№ варианта Number	Продолжительность работы нагнетательной скважины, сут Injection well operation time, days	Продолжительность остановки нагнетательной скважины, сут Time to stop the injection well, days	Продолжительность работы добывающей скважины, сут Production well operation time, days	Продолжительность остановки добывающей скважины, сут Time to stop the production well, days	Результаты на Results for 01.01.2030	
					Обводненность, % Water cut, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т Total oil production, thousand tons
1	30	60	30	30	74,3	258,79
2	30	30	30	30	74,5	258,74
3	60	60	60	60	73,3	256,3

Выводы

1. Циклическое заводнение – эффективный способ увеличения коэффициента извлечения нефти на карбонатных залежах с высоковязкой нефтью. Согласно результатам исследования, при реализации технологии текущий коэффициент извлечения нефти увеличивается практически на 4 % через десять лет за счет внедрения воды в ранее незатронутые дренированием участки залежи.
2. Наибольшую эффективность показал вид циклической закачки с временем работы и остановки нагнетательных скважин 30 сут. Разница в технологической эффективности между вариантами с различной длительностью полуциклов работы нагнетательной скважины незначительна.
3. Комплексное нестационарное воздействие (с остановками и добывающих, и нагнетательных скважин) позволяет увеличить текущий коэффициент извлечения нефти на 10,6 % по сравнению со стационарным воздействием.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта No C-26/786 от 21.12.2017 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ning J. Effects of different types of reservoir allocation and injection factors and model analysis// AIP Conference Proceedings. – 9 November 2018. – V. 2036. – Paper 030043.
2. Study on the influence of injection/production type and well pattern and spacing on producing degree of thin and poor layers / S. Liang, Y. Liu, N. Zhang, B. Zeng // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 1 September 2018. – V. 8. – Iss. 3. – P. 861–870.
3. Optimization of waterflood designs and operations using streamline simulation: Application to an oil field in the North German basin / F. Uzoehina, K.N. Awemo, A.E. Pieve La Rosa, C. Spyrou, S.K. Khataniar // Oil Gas European Magazine. – September 2018. – V. 44. – Iss. 3. – P. 138–145.
4. A new method for development evaluation of waterflooding reservoirs / J. Feng, R. Luo, W. Tang, H. Zhang, T. Liu, D. Wang // Springer

- Series in Geomechanics and Geoengineering. – 2019. – Iss. 216039. – P. 1414–1422.
5. Experimental investigation on water flooding and continued EOR techniques in buried-hill metamorphic fractured reservoirs / J. Wang, H. Liu, J. Zhang, Q. Meng, H. Liu, L. Ge, Z. Zhu, C. Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – December 2018. – V. 171. – P. 529–541.
6. Bataee M., Irawan S. Porosity and permeability alteration around wellbore during injection process // International Journal of Geomechanics. – February 2018. – V. 18. – Iss. 2. – Paper 04017145.
7. An approach for determining the water injection pressure of low-permeability reservoirs / W. Lyu, L. Zeng, M. Chen, D. Qiao, J. Fan, D. Xia // Energy Exploration and Exploitation. – 1 September 2018. – V. 36. – Iss. 5. – P. 1210–1228.
8. A method to calculate reasonable water injection rate for M oilfield / K. Yu, K. Li, Q. Li, K. Li, F. Yang // Journal of Petroleum

- Exploration and Production Technology. – 1 December 2017. – V. 7. – Iss. 4. – P. 1003–1010.
9. Ogbewi P., Aladeitan Y., Udebhulu D. An approach to waterflood optimization: case study of the reservoir X // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 1 March 2018. – V. 8. – Iss. 1. – P. 271–289.
10. Optimizing recovery for waterflooding under dynamic induced fracturing conditions / P.J. Van Den Hoek, R. Al-Masfry, D. Zwarts, J.D. Jansen, B. Hustedt, L. Van Schijndel // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – October 2009. – V. 12. – Iss. 5. – P. 671–682.
11. Optimization of horizontal injection and production pattern / Z.-F. Ling, Y.-L. Hu, B.-Z. Li, L.-J. Wang // Petroleum Exploration and Development. – February 2007. – V. 34. – Iss. 1. – P. 65–72.
12. Yang L. Water Injection Study in a Block Cycle // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 17 July 2018. – V. 170. – Iss. 2. – Paper 022038.
13. Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаскаров Н.Р. Эффективность химических методов стимуляции пласта и нестационарного циклического заводнения на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – № 2. – С. 146–151.
14. Тараканова О.Э., Галиуллин М.М., Дубовецкая Н.В. Нестационарное заводнение как способ повышения эффективности реализованной системы поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 49–53.
15. Чикиров Р.Р., Мамчистова Е.И., Чикиров Р.Р. Нестационарное заводнение как один из методов увеличения нефтеотдачи пластов с повышенной вязкостью нефти // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 8. – С. 191–196.
16. Гуляев В.Н., Киприн И.И., Захарова Н.П. Применение технологии нестационарного воздействия для увеличения КИН участков с трудноизвлекаемыми запасами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 10. – С. 39–44.
17. Циклическое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения / А.Ф. Яртиева, А.Г. Хабибрахманов, В.Б. Подвалов, А.И. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 85–87.
18. Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Теория / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова, Д.Т. Абиляхиров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С. 16–25.
19. Велиев Э.М. Исследование зависимости эффективности технологии нестационарного заводнения от продолжительности полупериода работы/простоя нагнетательных скважин в цикле при разработке высокопродуктивных неоднородных коллекторов маловязкой нефти // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2 (100). – С. 46–56.
20. Чумаков Г.Н. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклической закачки жидкости в пласт // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13. – № 13. – С. 49–58.
21. Пятибратов П.В., Аубакиров А.Р. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2016. – № 5 (51). – С. 35–37.
22. Гусева Д.Н., Курбанова Г.Я., Васильев В.В. Оценка эффективности нестационарного заводнения для послойно-неоднородных залежей при различных подвижностях нефти // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 20–23.
23. Метт Д.А., Аубакиров А.Р. Изучение движения сигнала от возмущающей скважины к наблюдательной // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2017. – № 1 (54). – С. 26–29.
24. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Определение оптимальных периодов работы/простоя нагнетательных скважин при нестационарном заводнении залежей высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С. 64–74.
25. Медведев К.Ю. Перспективы применения нестационарного заводнения с целью повышения выработки запасов нефти // Наука. Инновации. Технологии. – 2017. – № 2. – С. 147–158.
26. Циклис И.М., Моисеева Е.Ф. Исследование влияния продолжительности периода простоя/работы нагнетательных скважин на эффективность применения нестационарного заводнения в нефтяных залежах в условиях частичного разгазирования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 296–301.
27. Оценка оптимальных параметров технологии нестационарного заводнения в условиях трещиноватых коллекторов месторождения Белый тигр / Т.Н. Ты, М.С. Антонов, Е.Ю. Андреев, А.Г. Гумеров // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 61–64.
28. Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Варисова Р.Р. Повышение эффективности технологии нестационарного заводнения + изменения направления фильтрационного потока в результате перевода высокодебитных обводненных добывающих скважин в нестационарный режим работы // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 5–9.
29. Поплыгин В.В., Уирсигроч М. Оценка эффективности применения волнового воздействия в карбонатных коллекторах с высокой вязкостью нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18. – № 2. – С. 149–156.

Поступила: 12.12.2018 г.

Информация об авторах

Поплыгин В.В., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Уирсигроч Мариан, доктор технических наук, профессор, директор центра Прикладной динамики, Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии.

UDC 622.276

RESEARCH OF EFFICIENCY OF COMPLEX NON-STATIONARY IMPACT ON LAYER WITH HIGH-QUALITY OIL

Vladimir V. Poplygin¹,
poplygin@bk.ru

Marian Wiercigroch²,
m.wiercigroch@abdn.ac.uk

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

² Centre for Applied Dynamics Research,
69, University Rd., Aberdeen, AB24 3UE, United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland.

Relevance. In case of stationary water injection to maintain reservoir pressure, a surplus irrigation of producing wells is observed. Premature watering is associated with high heterogeneity of reservoirs, high oil viscosity, bottom water and intensive water injection. The use of cyclical flooding allows increasing formation coverage of the impact and the current oil recovery rate. The increase in oil production from the use of the method reaches 4 %; water withdrawal from the reservoir is reduced.

The aim of the research is to investigate the efficiency of using cyclic flooding on deposits with high-viscosity oil, assess the most effective duration of the periods of operation and shutdown of injection and production wells to achieve the greatest gains in oil production.

Object: the area of carbonate reservoir with high-viscosity oil. The average water content of wells in the reservoir is 77,1 %, with 49 % oil recovery. The site is operated by one injection well located in the center and nine producing wells along the perimeter of the oil-water contact. In the conditions under consideration, it is necessary to introduce methods to increase the coverage of the paste and reduce water content.

Methods: determination of optimal technologies for cyclic water injection and complex non-stationary effects, hydrodynamic modeling of cyclic effects on a section of an oil field.

Results. The authors have considered various options for injection well operation with implementation of cyclic flooding. It was obtained that the ratio of work duration and well shutdown, provided 100 % compensation, does not practically affect the simulation result. During the cyclical operation of the injection well, the increase in oil production occurs by 3,6 % compared with the base case. Greater technological effect is possible with a complex effect – periodic shutdown of both injection and production wells. In the case of a complex effect, the cumulative oil production at the reservoir site increases by 10,6 % compared with the base case.

Key words:

Oil layer, water cut, cyclical water flooding, unsteady water flooding, oil recovery.

The research was financially supported by the of Administration of Perm region within the scientific task no. C-26/786, 21.12.2017.

REFERENCES

- Ning J. Effects of different types of reservoir allocation and injection factors and model analysis. *AIP Conference Proceedings*, 9 November 2018, vol. 2036, paper 030043.
- Liang S., Liu Y., Zhang N., Zeng B. Study on the influence of injection/production type and well pattern and spacing on producing degree of thin and poor layers. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1 September 2018, vol. 8, Iss. 3, pp. 861–870.
- Uzoechina F., Awemo K.N., Pieve La Rosa A.E., Spyrou C., Khataniar S.K. Optimization of waterflood designs and operations using streamline simulation: application to an oil field in the North German basin. *Oil Gas European Magazine*, September 2018, vol. 44, Iss. 3, pp. 138–145.
- Feng J., Luo R., Tang W., Zhang H., Liu T., Wang D. A new method for development evaluation of waterflooding reservoirs. *Springer Series in Geomechanics and Geoengineering*, 2019, Iss. 216039, pp. 1414–1422.
- Wang J., Liu H., Zhang J., Meng Q., Liu H., Ge L., Zhu Z., Liu C. Experimental investigation on water flooding and continued EOR techniques in buried-hill metamorphic fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, December 2018, vol. 171, pp. 529–541.
- Bataee M., Irawan S. Porosity and permeability alteration around wellbore during injection process. *International Journal of Geomechanics*, 1 February 2018, vol. 18, Iss. 2, paper 04017145.
- Lyu W., Zeng L., Chen M., Qiao D., Fan J., Xia D. An approach for determining the water injection pressure of low-permeability reservoirs. *Energy Exploration and Exploitation*, 1 September 2018, vol. 36, Iss. 5, pp. 1210–1228.
- Yu K., Li K., Li Q., Li K., Yang F. A method to calculate reasonable water injection rate for M oilfield. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1 December 2017, vol. 7, Iss. 4, pp. 1003–1010.
- Ogbeiw P., Aladeitan Y., Udebhulu D. An approach to waterflood optimization: case study of the reservoir X. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1 March 2018, vol. 8, Iss. 1, pp. 271–289.
- Van Den Hoek P.J., Al-Masfry R., Zwartz D., Jansen J.D., Hustedt B., Van Schijndel L. Optimizing recovery for waterflooding under dynamic induced fracturing conditions. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, October 2009, vol. 12, Iss. 5, pp. 671–682.
- Ling Z.-F., Hu Y.-L., Li B.-Z., Wang L.-J. Optimization of horizontal injection and production pattern. *Shiyou Kantan Yu Kaifa. Petroleum Exploration and Development*, February 2007, vol. 34, Iss. 1, pp. 65–72.
- Yang L. Water Injection Study in a Block Cycle. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 17 July 2018, vol. 170, Iss. 2, paper 022038.
- Savenok O.V., Povarova L.V., Gaskarov N.R. The effectiveness of chemical methods of formation stimulation and non-stationary cyclic waterflooding on the Vyngapurovskoye field. *Readings name of a.i. Bulatov*, 2018, vol. 2, no. 2, pp. 146–151. In Rus.
- Tarakanova O.E., Galiullin M.M., Duboveckaya N.V. Non-stationary water injection as a way of waterflood system performing. *Oil Industry*, 2013, no. 11, pp. 49–53. In Rus.
- Chikirov R.R., Mamchistova E.I., Chikirov R.R. Unsteady waterflooding as one of methods for high-viscous oil reservoirs. *Advances in current natural sciences*, 2018, no. 8, pp. 191–196. In Rus.
- Gulyaev V.N., Kiprin I.I., Zakharova N.P. Application of non-stationary technology to increase oil recovery factor of fields' areas

- with hard-to-recover oil reserves. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2015, no. 10, pp. 39–44. In Rus.
17. Yartiev A.F., Khabibrakhmanov A.G., Podavalov V.B., Bakirov A.I. Cyclic water flooding of Bobric formation at Sabanchinskoye field. *Oil Industry*, 2017, no. 3, pp. 85–87. In Rus.
 18. Vladimirov I.V., Veliev E.M., Almukhametova E.M., Abilkhairov D.T. Application of non-stationary flooding for extra-viscous oil from the collector with dual permeability. *Theory. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2014, no. 4 (98), pp. 16–25. In Rus.
 19. Veliev E.M. Efficiency of non-stationary flooding as a function of injection wells idle time for the highly productive light oil reservoirs. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2015, no. 2 (100), pp. 46–56. In Rus.
 20. Chumakov G.N. Probabilistic estimate of effectiveness of the method of cyclic bed fluid injection. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, vol. 13, no. 13, pp. 49–58. In Rus.
 21. Pyatibratov P.V., Aubakirov A.R. Assessing the impact of reservoir permeability anisotropy on the cyclic waterflooding effectiveness. *Exposition Oil Gas*, 2016, no. 5 (51), pp. 35–37. In Rus.
 22. Guseva D.N., Kurbanova G.Ya., Vasilev V.V. Evaluation of non-stationary water-flooding efficiency for layer-by-layer heterogeneous deposits in conditions of different oil mobility. *Neftepromyslovoe delo*, 2016, no. 4, pp. 20–23. In Rus.
 23. Mett D.A., Aubakirov A.R. The study of signal changes dynamics from disturbing well to observation well. *Exposition Oil Gas*, 2017, no. 1 (54), pp. 26–29. In Rus.
 24. Vladimirov I.V., Veliev E.M., Almukhametova E.M. Determination of the optimal operation/shutdown periods of injection wells under nonstationary flooding of highly viscous oil deposits with reservoir dual permeability. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2014, no. 4 (98), pp. 64–74. In Rus.
 25. Medvedev K.Yu. Prospects for the application of non-stationary waterflooding to increase the production of oil reserves. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2017, no. 2, pp. 147–158. In Rus.
 26. Tsiklis I.M., Moiseeva E.F. The study of the effect of time of stopping/operating period of injection wells on the effectiveness of non-stationary flooding in partially degassed deposits. *Readings name of a.i. Bulatov*, 2017, vol. 2, pp. 296–301. In Rus.
 27. Ty T.N., Antonov M.S., Andreev E.Yu., Gumerov A.G. Assessment of optimal parameters of non-stationary water-flooding technology in conditions of collectors' fracturing of White Tiger field. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 12, pp. 61–64. In Rus.
 28. Vladimirov I.V., Almukhametova E.M., Varisova R.R. Efficiency enhancement of non-stationary water-flooding technology with the change of filtration flow direction due to conversion of high-flow-rate water-flooded wells into a non-stationary operational. *Neftepromyslovoe delo*, 2016, no. 5, pp. 5–9. In Rus.
 29. Poplygin V.V., Wiercigroch M. Evaluation of the wave effect in carbonate reservoirs with high viscosity oil. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol. 18, no. 2, pp. 149–156. In Rus.

Received: 12 December 2018.

Information about the authors

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

Marian Wiercigroch, Dr. Sc., director of the Centre for Applied Dynamics Research, University of Aberdeen.

УДК 553.7

ДАГИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ, СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ (САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Сахаров Валерий Александрович¹,
sakhsakh@yandex.ru

Ильин Владимир Вениаминович¹,
vladimirilyin7@gmail.com

Морозова Ольга Анатольевна¹,
sgi84@mail.ru

Выпряхкин Евгений Николаевич¹,
e_vipryashken@mail.ru

И Кен Хи¹,
Sakhgu@list.ru

Гоголева Ирина Владимировна¹,
risha.89@mail.ru

¹ Сахалинский государственный университет,
Россия, 693008, г. Южно-Сахалинск, ул. Пограничная, 68.

Актуальность исследования обусловлена потребностью расширения использования ресурсной базы минеральных вод бальнеологического назначения, приближенной к потребителю, оценки лечебных свойств минеральных вод на основе изучения опыта их эксплуатации, соответствия требованиям актуальных руководящих документов. Развитие этого направления позволит нарастить объем и увеличить спектр лечебных и профилактических услуг с использованием местных природных минеральных вод с минимизацией капитальных затрат на геологоразведочные работы.

Цель: изучить строение, современное состояние и опыт эксплуатации Дагинского месторождения термальных минеральных вод (Сахалинская область), оценить перспективы расширения бальнеологических и туристических услуг, разработать рекомендации по промышленному освоению месторождения.

Объекты: минеральные термальные воды, их свойства и условия распространения на земной поверхности и в гидрогеологическом разрезе.

Методы: изучение фондовых и архивных документов о геологическом строении и гидрогеологических условиях района исследований, натурное обследование современного состояния месторождения, гидрохимическое опробование отдельных источников, опрос потребителей минеральных вод.

Результаты. Дана геолого-гидрогеологическая характеристика месторождения термальных минеральных вод. Определены бальнеологические свойства вод на различных участках месторождения в соответствии с актуальными руководящими документами. Представлено современное состояние использования термальных минеральных вод. Разработаны рекомендации по эксплуатации месторождения.

Выводы. Многолетней эксплуатацией Дагинского месторождения доказана высокая бальнеологическая эффективность термальных минеральных вод. Месторождение сформировано путем смешения глубинных горячих минерализованных вод с приповерхностными холодными и пресными подземными водами. Разрывной тектоникой месторождение разбито на три участка. Подземные воды напорные. На участке месторождения наблюдается более 60 восходящих источников термоминеральных вод. Воды горячие слабо- и среднеминерализованные, хлоридные натриевые, бромные, йодные (Северный участок) и гидрокарбонатно-хлоридные натриевые (Центральный и Южный участки). Балансовые эксплуатационные запасы утверждены по категориям В+С₁+С₂ в количестве 2500 м³/сут. Воды в источниках обладают широким спектром медицинских показателей по применению. В настоящее время месторождение эксплуатируется «диким образом». Воды используются в основном для принятия ванн на источниках. Посещаемость источников в летнее время достигает 300 чел./день. В зимний период посещение источников затруднено. Имеются хорошие перспективы для многократного увеличения количества посещений без капитальных затрат на геологическую разведку месторождения. Термальные минеральные воды месторождения обладают очень высокой биологической активностью. Бесконтрольное применение вод вместо лечебного, может привести к негативному эффекту. Известны случаи летальных исходов после чрезмерно длительного принятия ванн в источниках. Необходимо провести всестороннее исследование бальнеологических свойств вод различных источников и разработать рекомендации по методике их применения. Также необходимо организовать мониторинг источников с целью определения времени восстановления воды после посещения и разработать режим приема ванн.

Ключевые слова:

Термальные минеральные воды, термоминеральный источник, бальнеологические свойства воды, геотермический градиент, разрывная тектоника.

Введение

В административном отношении Дагинское месторождение термальных минеральных вод находится в Ногликском районе Сахалинской области. Расположено в северной части о. Сахалин, на его восточном побережье, в 1 км от устья в правобережной части р. Нельбуты, в 30 км к северу от районного центра пос. Ноглики. Площадь выхода на поверхность земли термальных минеральных источников составляет около 0,5 км² (рис. 1).

Краткие сведения о месторождении

Целебная сила Дагинских термоминеральных источников известна давно. Они пользуются большой популярностью как у местных жителей, так и за пределами области.

В 1951 г. было впервые произведено их специальное обследование В.М. Левченко. Им отобраны первые две

пробы воды из источников на химические анализы. В августе 1963 г. более детально Дагинские источники обследованы комплексной конторой «Геоминвод» Центрального НИИ курортологии и физиотерапии (ЦНИИКиФ) под руководством В.В. Иванова при изучении курортных ресурсов о. Сахалина. В последующие годы район Дагинских источников исследовался в связи с изучением гидрогеологии нефтеносных отложений Северного Сахалина. Летом 1969 г. конторой «Геоминвод» ЦНИИКиФ проведены детальные комплексные исследования термальных вод Дагинских источников и грязевых отложений района. Силами этой же организации в 1972 г. при комплексном обследовании минеральных вод и лечебных грязей о. Сахалин на Дагинских источниках были отобраны пробы воды на полные физико-химические анализы из основных источников, измерена температура более чем в 60 источниках.



км 2 1 0 1 2 км



участок месторождения “Даги”

Рис. 1. Обзорная схема расположения месторождения

Fig. 1. Overview layout of the field

В 1988 г. Сахалинской гидрогеологической экспедицией было проведено обследование каптированных источников, оценены ресурсы источника «Центральный» (А.Ф. Прядко, В.Е. Прядко). Результаты этих исследований опубликованы не были, хранятся в архиве Сахалинской гидрогеологической экспедиции (г. Южно-Сахалинск). Одновременно сотрудником Южно-Сахалинского педагогического института В.А. Ведмициком, в рамках той же работы, были детально рассмотрены бальнеологические свойства термоминеральных вод.

Эксплуатация месторождения осуществляется на очень низком уровне. В пос. Горячие Ключи в конце XX в. действовала водолечебница на 35 койко-мест. В летнее время до 200 человек в день принимали ванны «диким» образом.

Некоторые источники каптированы, как правило, примитивными сооружениями и находятся в антисанитарном состоянии (рис. 5–10).

Общие естественные ресурсы месторождения очень осторожно оценены А.Ф. Прядко (1991) в количестве 15–20 л/с по результатам кратковременных пробных откачек и замеров дебита каптированных источников.

В 1990–1991 гг. на месторождении силами Сахалинской гидрогеологической экспедиции проведена разведка термальных минеральных подземных вод. Было пробурено и исследовано 5 поисковых и 1 наблюдательная скважины (рис. 3), выполнены наземные геофизические исследования и химические анализы воды. Глубина изучения – 180 м.

В результате территориальной комиссией по запасам полезных ископаемых при «Сахалингеолкоме» (ТКЗ) утверждены балансовые эксплуатационные запасы минеральных хлоридных натриевых, азотно-метановых, слабощелочных вод в количестве 2500 м³/сут. (табл. 1) (Протокол № 63 от 07 июня 1993 г.).

В современной литературе Дагинские источники упоминаются достаточно часто, однако исследования носят поверхностный характер [1–10].

Геологическое строение района исследований

Стратиграфия

В геологическом строении района работ принимают участие миоценовые отложения дагинской (N₁dg) и окабыкайской (N₁ok) свит и плиоценовые нutowской свиты

(N₂nt). Неогеновые отложения повсеместно перекрыты четвертичными образованиями различного генезиса [3].

Дагинская свита (N₁dg). Отложения залегают на глубинах ниже 2000 м и вскрыты глубоким поисковым бурением. Вскрытый геологический профиль представлен слабосвязанными песками и песчаниками разномзернистыми глинистыми. Песчаники содержат включения мелкой гальки и обуглившегося детрита.

Окабыкайская свита (N₁ok). Отложения свиты выходят на дневную поверхность вблизи западной границы района работ, на исследованной площади нигде не обнажаются. Представлены переслаиванием песчаных и глинистых разностей при преобладании последних (60–70 %).

Нижненutowская (N₂nt₁). Отложения нижненutowской подсвиты обнажаются вблизи западной границы района. Представлены песчано-глинистыми образованиями. Пески обычно плохо отсортированные, косослоистые, часты прослои гравелистых песков, переходящих в гравий с включениями мелкой гальки кремнистого состава. Мощность глинистых прослоев редко превышает 20 м. Мощность подсвиты 600–750 м.

Средне-верхненutowская подсвита (N₂nt₂). В пределах района развита повсеместно. Она объединяет толщи средне- и грубозернистых песков с прослоями гравелитов, мелкозернистых песчаников и алевролитов и плохоотсортированных разномзернистых песков. Пески обычно серые, желтовато-серые, слоистые, по плоскостям наложения слюдястые, неотсортированные. Косая слоистость в песках дельтового и прибрежно-морского типов. Алевролиты светло-серые, реже желтовато-серые и серые, песчано-глинистые, слоистые и тонкослоистые. Глины встречаются в виде маломощных прослоев. Обычно серого, бурого-серого цвета, мягкие, вязкие, зачастую песчаные. Мощность песчаных пластов 2–40 м, реже 80–100 м, глинистых 1–30 м, иногда 50–60 м. Мощность средненutowской подсвиты 1600–1850 м.

Четвертичные отложения (Q) развиты повсеместно. Они представлены современными пойменными, биогенными, лагунами и элювиально-делювиальными образованиями.

Аллювиальные отложения I-ой надпойменной террасы и поймы (aQ_{IV}) распространены в долине р. Нельбуты и ее притоков. Они представлены песками грубозернистыми и мелкозернистыми с окатанной галькой из отложений нutowской свиты, глинами и алевролитами. Мощность данных образований колеблется от 2 до 6 м.

Таблица 1. Эксплуатационные балансовые запасы минеральных подземных вод Дагинского месторождения (м³/сут.)

Table 1. Operating balance reserves of mineral underground waters of the Daginsky deposit (m³/day)

Категория, м³/сут. Category, m³/day	t, °C	Пределы содержания основных бальнеологических компонентов, мг/дм³ Limits of content of the main balneological components, mg/dm³				
		M	H₂SiO₃	Br	B	I
B+C₁+C₂=2500	40–52	1200–2460	40–47	до (to) 6,0	5,1	до (to) 3,0
B=190						
C₁=1495						
C₂=815						
в том числе/including:						
участок Южный/South section						
C₁+C₂=1250	40–42	1200–1900	до (to) 47	до (to) 6,0	–	до 3,0
C₁=864						
C₂=386						
участок Центральный/Central section						
B+C₁+C₂=1250	51–52	2460	40–47	–	4,9–5,1	–

Лагунно-морские образования ($l_m Q_{IV}$) представлены песками мелкозернистыми, илистыми и алевритистыми до грубозернистых. Они развиты вблизи устья р. Нельбуты, где слагают современные морские валы. Мощность голоценовых лагунно-морских отложений колеблется в пределах 2–4 м.

Поверхность четвертичных образований практически повсеместно перекрыта биогенными образованиями ($b Q_{IV}$). Мощность торфяников, как правило, составляет 2 м, иногда достигает 3–4 м.

Элювиально-делювиальные отложения ($ed Q_{IV}$) сплошным чехлом перекрывают неогеновые породы. Для элювия характерно сходство с подстилающими коренными породами, отличие заключается лишь в его большей рыхлости и желтоватой окраске. Мощность этих отложений достигает 3–4 м.

В региональном тектоническом плане месторождение находится в юго-восточной части Северо-Сахалинской наложенной впадины, которая представляет собой одноименный артезианский бассейн [4].

В районе распространены высоконапорные минерализованные подземные воды в глубоких частях гидрогеологического разреза и слабонапорные пресные воды в приповерхностной зоне. Глубокими скважинами (1,5–2,0 км) вскрыты воды с минерализацией 15–20 г/дм³ и температурой 70–80 °С. Возрастание температуры с глубиной подчиняется общему геотермическому градиенту, достигающему 3,5 °С на 100 м.

Интенсивно развитая разрывная тектоника обусловила образование ослабленных зон, по которым напорные минерализованные термальные воды поднимаются на дневную поверхность, образуя локальные очаги разгрузки (Дагинские, Луньские и другие источники) [6]. По

мере продвижения вверх происходит понижение температуры подземных вод и разбавление пресными инфильтрационными водами. Поэтому на поверхности температура воды в источниках составляет 20–50 °С, минерализация 2–8 г/дм³.

Месторождение сформировано в водоносном комплексе отложений нутовской свиты верхнего неогена. Водовмещающие породы представлены слоистой толщей, состоящей из песков, имеющих высокие фильтрационные свойства, и сабопроницаемых глинистых отложений (рис. 2).

Месторождение имеет очень сложное тектоническое строение, обусловленное наличием нескольких систем разрывных нарушений.

Основная зона гидротермально измененных и переработанных пород, приуроченная к северо-восточному диагональному нарушению, испытывала многократные подвижки и переработку в процессе заложения и развития разрывов северо-западного и меридиональных простираний. Разрывной тектоникой месторождение разбито на три участка: Южный, Центральный и Северный. В каждом из участков свои, отличные от других, условия миграции вод с глубины (рис. 3).

Южный участок изолирован от Центрального и Северного, расположен в районе выхода источников «Мечта», «Молодость». Центральный и Северный участки физической границы не имеют и разделяются по минерализации воды в источниках – около 2 г/дм³ на Центральном и более 5 г/дм³ – на Северном. На Центральном участке расположены источники «Бегемот», «Пионер», «Центральный», «Патриот», «Партизан». На Северном – «Дельфин», «Кальмар». Всего на месторождении наблюдается более 60 восходящих источников термальных минеральных вод (табл. 2).



Рис. 2. Геологический разрез Дагинского месторождения термальных минеральных вод

Fig. 2. Geological section of the Daginsky deposit of thermal mineral waters

Скважинами изучены Южный и Центральный участки. На Южном участке при опытно-эксплуатационной откачке из скв. № 2 дебит составил 864 м³/сут при понижении уровня на 34,2 м. Водопроницаемость составила 39,5 м²/сут, коэффициент фильтрации – в пределах 1 м/сут.

На Центральном участке фильтрационные свойства пород выше. При опытно-эксплуатационной откачке из скв. № 4 дебит составил 821 м³/сут при понижении на 19,9 м. Водопроницаемость составила 73,5 м²/сут, коэффициент фильтрации – около 3 м/сут.

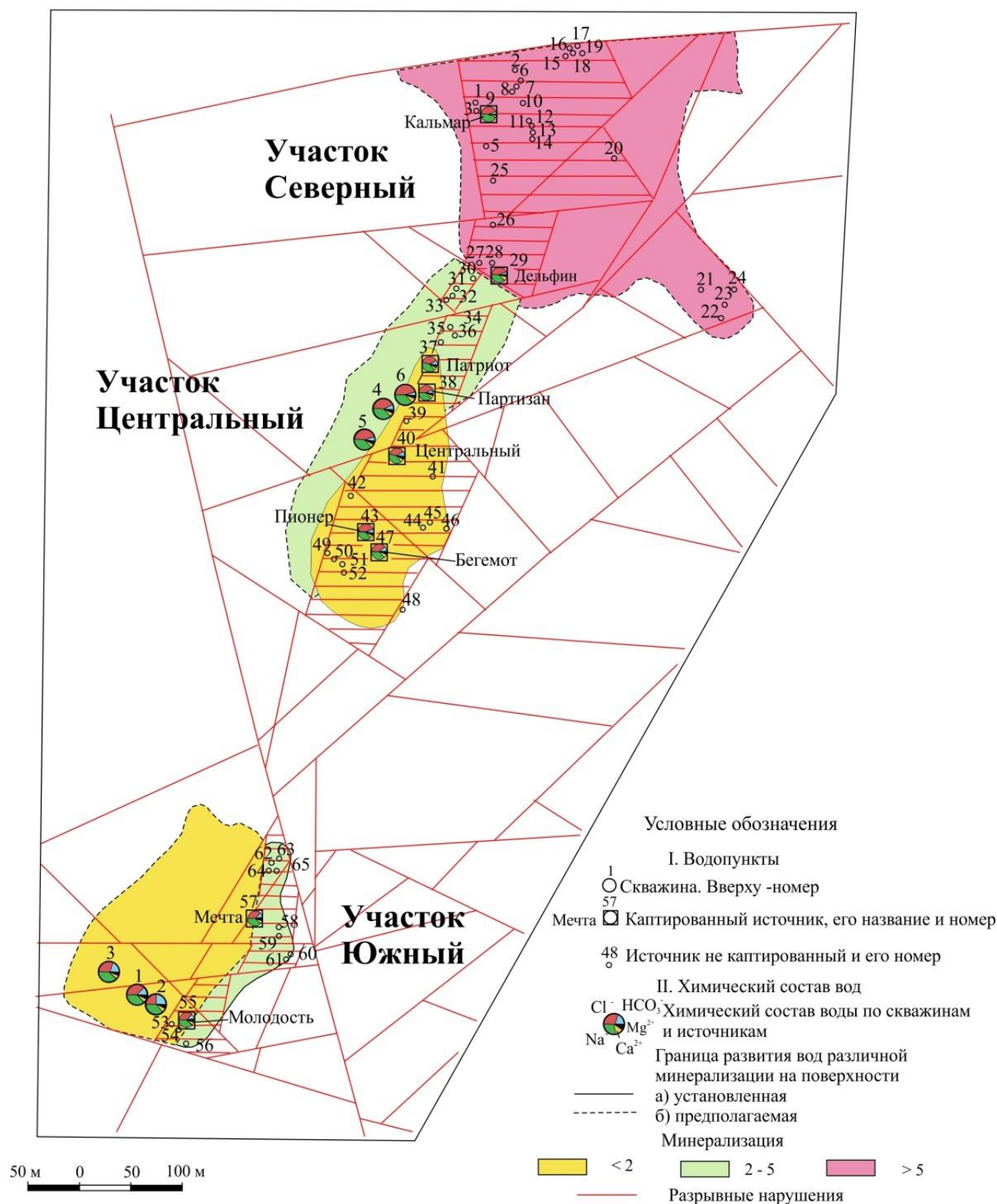


Рис. 3. Схема строения Дагинского месторождения термальных минеральных вод
Fig. 3. Scheme of the structure of the Daginsky deposit of thermal mineral waters

Таблица 2. Характеристика источников термальных минеральных вод на Дагинском месторождении

Table 2. Characteristics of the sources of thermal mineral waters in the Daginsky field

№ на схеме	Название/Title	Температура Temperature (°C)	Минерализация, г/дм ³ Mineralization, g/dm ³	Микрокомпоненты Microcomponents		
1	Морской 6/Morskoy 6	27	5,7	J	–	–
2	Морской 11/Morskoy 11	25	н/с	–	–	J-Br
3	Морской 7/Morskoy 7	36	5,6	–	–	–
4	Морской 5/Morskoy 5	45	5,4	J	–	–
5	Морской 4/Morskoy 4	43	6,7	J	–	–
6	Морской 10/Morskoy 10	27	9,3	–	–	–
7	Безымянный/Nameless	30	н/с	–	–	–
8	Безымянный/Nameless	32	н/с	–	–	–
9	Кальмар/Kalmar	41	–	–	–	–
10	Морской 9/Morskoy 9	41	–	–	–	–
11	Безымянный/Nameless	24	–	–	–	–
12		31	–	–	–	–
13		12	–	–	–	–
14		12	–	–	–	–
15		22	–	–	–	–
16		27	–	–	–	–
17		10	–	–	–	–
18		26	–	–	–	–
19		16	–	–	–	–
20		34	–	–	–	–
21		25	–	–	–	–
22		24	–	–	–	–
23		20	–	–	–	–
24		21	–	–	–	–
25	Морской 3/Morskoy 3	41	6,5	–	–	J-Br
26	Безымянный/Nameless	41	–	–	–	J-Br
27	Морской 2/Morskoy 2	41	6,7	–	–	J-Br
28	Морской 1/Morskoy 1	43	–	–	–	J-Br
29	Дельфин/Delfin	44	8,4	–	–	J-Br
30	Безымянный/Nameless	37	2,9	–	–	–
31		39	2,9	–	–	–
32		36	–	–	–	–
33		32	–	–	–	–
34	Стиральный/Stiralniy	38	2,9	–	–	–
35	Питьевой/Pityevoy	47	2,1	–	–	–
36	Безымянный/Nameless	32	2,8	–	–	–
37	Патриот/Patriot	42	1,6	–	–	–
38	Партизан/Partizan	41	1,9	–	–	–
39	Дикий/Dikiy	42	1,4	–	–	–
40	Центральный/Tsentralny	52	1,6	–	–	–
41	Безымянный/Nameless	20	1,2	–	–	–
42	Безымянный/Nameless	45	1,6	–	–	–
43	Пионер/Pioner	42	1,6	–	–	–
44	Безымянный/Nameless	17	–	–	–	–
45	Безымянный/Nameless	28	1,3	–	–	–
46	Безымянный/Nameless	25	1,2	–	–	–
47	Бегемот/Begemot	37	–	–	–	–
48	Безымянный/Nameless	30	1,3	–	–	–
49		36	–	–	–	–
50		40	–	–	–	–
51		34	–	–	–	–
52		37	–	–	–	–
53	Питьевой 1/Pityevoy 1	36	2,9	–	–	–
54	Безымянный/Nameless	42	2,7	–	–	–
55	Молодость/Molodost	40	2,6	–	–	–
56	Безымянный/Nameless	25	2,4	–	–	–
57	Мечта/Mechta	46	2,4	–	–	–
58	Безымянный/Nameless	47	–	–	–	–
58 a		30	2,3	–	–	–
59		38	2,5	–	–	–
60		35	–	–	–	–
61		35	2,3	–	–	–

Общая характеристика гидрогеохимических условий месторождения

Месторождение расположено в пределах одного водоносного комплекса отложений нутовской свиты, представленной многослойной толщей, относится к трещинно-жильным очагового типа [2].

Хлоридные натриевые термальные воды Дагинского месторождения являются морскими седиментационными водами, генетически связаны с нормальными морскими осадочными отложениями в зоне затрудненного водообмена. В этих условиях в восстановительной обстановке формируются метановые воды в результате насыщения подземных вод газами биохимического происхождения [11–20]. Появление азотной составляющей в газовом составе вод, очевидно, связано с тем, что при выходе термоминеральных вод на поверхность происходит смешение их с водами атмосферного и частично морского генезиса. Изменения минерализации в пределах месторождения связано с различными условиями «транспортировки» термоминеральных вод на поверхность.

Накопление кремнекислоты в подземных водах происходит за счет выщелачивания водным раствором силикатов из горных пород, чему благоприятствуют: высокая температура, большое давление, слабощелочная реакция вод, наличие горных пород, содержание SiO_2 .

В процессе метаморфизации нормальных морских вод в них исчезают ионы SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+} и накапливаются ионы HCO_3^- .

Очевидно, в водах имеется дополнительный источник брома, помимо того, который поступил вместе с хлором [12]. Бром дополнительно накапливается в результате разрушения органического вещества, захороняемого вместе с породой. В целом содержание брома коррелируется с минерализацией, оно растет с увеличением последней. Для маломинерализованных вод Южного и Центрального участков при минерализации 2–5 г/дм³ концентрация брома не превышает 8 мг/дм³. С увеличением минерализации на Северном участке увеличивается содержание брома (до 37 мг/дм³).

Обогащение подземных вод йодом генетически связано с морскими отложениями, содержащими значительные количества органического вещества. Накоплению йода в водах способствуют также восстановительные условия и щелочная реакция среды. Различное содержание йода на месторождении объясняется, по-видимому, разным количеством глинистого материала на отдельных участках [8, 11].

Термальные воды поднимаются к поверхности земли по зонам разрывных нарушений из одного очага (зоны) затрудненного водообмена водоносных комплексов окочкайских и дагинских отложений. Рассчитанная по SiO_2 -геотермометру температура теплоносителя на глубине составляет 81–100 °С (табл. 3). Глубина подъема термоминеральных вод составляет 2,7–3,3 км, где их вероятная минерализация, судя по данным глубоких скважин, составляет 15–17 г/дм³.

В приповерхностной зоне внедряющиеся минерализованные воды смешиваются с пресными (по составу хлоридно-гидрокарбонатными натриевыми с минерализацией до 0,46 г/дм³) и образуют «Купола» термоминеральных вод в хорошо проницаемых песчаных пластах. Раз-

личные условия миграции глубоких вод и степень их смешения с приповерхностными водами обусловили формирование на месторождении вод двух бальнеологических групп (по классификации В.В. Иванова, Г.А. Невраева, 1964, ГОСТ Р 54316-2011 [5]):

- без «специфических» компонентов,
- йодных, бромных.

Таблица 3. Прогнозная глубинная температура, °С, рассчитанная по SiO_2 -геотермометру

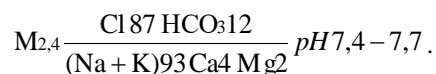
Table 3. Forecast depth temperature, °C, calculated using a SiO_2 -geothermometer

Источник/Source	Глубинная температура/Deep temperature, °C
Бегемот/Begemot	89,6
Мечта/Mechta	69,6
Молодость/Molodost	81,7
Центральный/Tsentrallyy	94,7
Пионер/Pioner	97,8
Партизан/Partizan	86,6
Патриот/Patriot	94,7
Дельфин/Delfin	86,6
Кальмар/Kalmar	97,8
Скв. № 1/Well no. 1	96,8
Скв. № 2/Well no. 2	99,9
Скв. № 3/Well no. 3	85,6
Скв. № 4/Well no. 4	88,6
Скв. № 5/Well no. 5	89,6

Само месторождение приурочено к зоне диагонального разрывного нарушения северо-восточного простирания, значительно измененного при формировании нарушений северо-западного и меридионального простирания. Последними месторождение разбито на три участка (рис. 3), в каждом из которых развиты воды, отличающиеся по минерализации.

На Центральном и Южном участках проявляются воды без «специфических» компонентов. Воды теплые и горячие (температура 21–54 °С), слабощелочные (pH – 7,9–8,3), хлоридные натриевые, газовый состав – азот, метан. Соленость воды варьирует от 1 до 2,4 г/дм³.

На Южном участке естественные проявления термоминеральных вод (ист. «Молодость» и «Мечта») имеют минерализацию 2,4 г/дм³. Типичная формула ионного состава:



Температура воды источников 40–41,5 °С. Из микрокомпонентов в незначительных количествах содержится йод (2 мг/дм³) и бром (6 мг/дм³). Содержание метакремниевой кислоты составляет 28–38 мг/дм³, что ниже бальнеологической нормы [6] (50 мг/дм³).

Пробуренными на Южном участке скважинами глубиной до 180 м, вскрыты и опробованы термоминеральные воды того же типа, что и воды поверхностных проявлений. Температура воды на устье скважин при самоизливе +42 °С. По сравнению с водой источников увеличивается величина pH и содержание кремнекислоты до 47 мг/дм³, и содержание гидрокарбонат-иона. В незначительных количествах содержится йод и бром (I – 0,8 мг/дм³, Br – 1,4 мг/дм³). В воде практически отсутствуют нитраты и нитриты, железо. В небольших количествах (до 2,1 мг/дм³) отмечено наличие аммония.

Типичная формула ионного состава имеет вид:

$$M_{1,7} \frac{Cl\ 47\ HCO_3\ 45\ CO_3\ 8}{(Na + K)98\ Ca1} pH\ 8,7.$$

При проведении опытно-эксплуатационной откачки из скв. 2 химический и микрокомпонентный состав оставался постоянным, как и состав воды источников Южно-го участка.

На Центральном участке источниками выведены на поверхность термоминеральные воды без «специфических» компонентов с температурой 38–51 °С и минерализацией до 2 г/дм³ (преимущественно 1,1–1,7 г/дм³).

Воды слабощелочные. Концентрация метакремниевой кислоты составляет 38–42 мг/дм³ (до 51 мг/дм³, ист. «Центральный»).

Типичная формула ионного состава имеет вид:

$$M_{1,7} \frac{Cl\ (85 - 90)\ HCO_3\ (15 - 10)}{(Na + K)93\ Ca6} pH\ 7,7 - 8,0.$$

Все источники Центрального участка расположены в заболоченной низине и во время длительных дождей и интенсивного снеготаяния температура и минерализация их вод снижается, хотя тип воды остается постоянным. Стабильным остается только состав источника «Центральный», который изолирован от болотных вод.

В многолетнем разрезе состав вод Центрального участка постоянный. Температура изменяется в пределах 1–3 °С.

Подземные воды на Центральном участке изучены скважинами № 4–6 до глубины 180 м. На поверхность выведены воды без «специфических» компонентов с минерализацией 2,1–2,5 г/дм³. Отмечается содержание в небольших количествах йода – 2 мг/дм³, брома – 5 мг/дм³. Температура вод на устье скважин составила 51–52 °С. В ходе опытно-эксплуатационной откачки состав воды и температура оставались стабильными.

Типичная формула ионного состава:

$$M_{2,5} \frac{Cl\ 88\ HCO_3\ 10\ CO_3\ 2}{(Na + K)92\ Ca3\ Mg1} pH\ 7,9 - 8,0.$$

На Северном участке воды, согласно ГОСТ Р 54316-2011, относятся к группе йодных, бромных. Проявления наблюдаются в виде восходящих источников, получивших общее название «Морские» (типичные представители «Дельфин» и «Кальмар»). Химический состав воды хлоридный натриевый, минерализация 5,4–9,0 г/дм³, содержание йода 5,0–9,2 мг/дм³, брома 18–37 мг/дм³, метакремниевой кислоты 18–34 мг/дм³, pH – 7,9–8,1. Температура вод в источниках 40–42 °С.

Типичная формула ионного состава:

$$M_{5,5} \frac{Cl\ 97\ HCO_3\ 3}{(Na + K)85\ Ca10\ Mg2} pH\ 7,9 - 8,1.$$

Источники подвержены затоплению. Во время высоких приливов на море, когда источники заливаются морской водой, возрастает минерализация воды, содержание кремнекислоты уменьшается как и температура воды. Примерно через 1,5 часа после отлива свойства воды полностью восстанавливаются (по режимным наблюдениям на источнике «Дельфин»). От затопления «мор-

ских» источников легко защититься, если их каптировать сооружениями с краями, выше поверхности земли на 0,8–1,0 м. В многолетнем разрезе тип воды не изменяется.

На Северном участке скважины не бурились, подземные воды не изучались.

По составу свободно выделяющегося газа воды Дагинских источников являются метановыми и азотно-метановыми. В составе растворенного газа преобладают азот и углекислота. Сероводород отсутствует. Наличие в составе газа свободного водорода указывает на его глубинное происхождение.

Микрокомпонентный состав вод исключительно бедный.

Специальными анализами установлено отсутствие элементов, оказывающих вредное воздействие на организм человека. Поскольку в настоящее время отсутствуют запретительные критерии для минеральных вод, используемых при бальнеолечении для наружного применения, предельно допустимые концентрации вредных компонентов сравнивались в соответствии с ГОСТ Р 54316-2011 [5] для питьевых лечебных и лечебно-столовых вод. Максимальное содержание токсичных компонентов на Дагинском месторождении приведено в табл. 4.

Таблица 4. Данные о гостимулируемых содержаниях токсичных компонентов в водах Дагинского месторождения

Table 4. Data on the accommodated contents of toxic components in the waters of the Daginsky deposit

Компоненты Components	Допустимые уровни содержания токсичных элементов по ГОСТ Р 54316-2011 (для столовых вод), мг/дм ³ Tolerable levels of toxic elements by SS R 54316-2011 (for table waters), mg/dm ³	Максимальное содержание вредных компонентов в водах Дагинского месторождения, г/дм ³ Maximum content of harmful components in the waters of the Daginsky field, g/dm ³
Барий/Barium	1,0	0,6
Кадмий/Cadmium	0,003	н.о. / not detected
Медь/Copper	1,0	0,02
Мышьяк/Arsenic	0,05	н.о. / not detected
Никель/Nickel	0,02	0,006
Нитраты/Nitrates	50,0	4,0
Нитриты/Nitrites	0,1	н.с. /no information
Ртуть/Mercury	0,001	н.с. /no information
Селен/Selenium	0,01	0,0002
Selenium/Selenium	0,01	0,008
Стронций/Strontium	7,0	3,4
Сурьма/Antimony	0,005	н.о. / not detected
Хром/Chromium	0,05	0,012
Цианиды/Cyanides	0,07	н.с. /no information

Примечание: н.о. – не обнаружено (not detected); н.с. – нет сведений (no information).

Из таблицы видно, что содержание токсичных веществ, которые были определены в термоминеральных водах Дагинского месторождения, ниже допустимых уровней. Отметим, что анализы выполнялись в 1991 г. и ранее. Необходимо провести гидрохимическое опробо-

вание источников с соблюдением требований актуальных руководящих документов.

В ненарушенных условиях бактериологические показатели воды в источниках и скважинах соответствуют санитарным нормам.

Бальнеологическое значение

Согласно ГОСТ Р 54316-2011 [5], по химическому составу воды Северного участка наиболее близки к воде Талицкого месторождения, Свердловская область. Группа ХХХг: вода среднеминерализованная, хлоридная натриевая, бромная, йодная. Лечебная. Тип Талицкий. Медицинские показатели по внутреннему применению: В.2.1*, В.2.3, В.4, В.5, В.7.

Воды Центрального и Южного участков наиболее близки водам Обуховского месторождения, Свердловской области. Группа XXVIII: вода слабоминерализованная, гидрокарбонатно-хлоридная натриевая. Лечебно-столовая. Тип Обуховский. Медицинские показатели по применению: В.1, В.2.1, В.2.2, В.2.3., В.3, В.4, В.5, В.6, В.7, В.8, В.9.

*ГОСТ Р 54316-2011. Приложение В

Перечень медицинских показаний по применению (внутреннему) минеральных вод.

В.1 Болезни пищевода (эзофагит, гастроэзофагеальная рефлюксная болезнь).

В.2 Хронический гастрит:

В.2.1 с нормальной секреторной функцией желудка;

В.2.2 с повышенной секреторной функцией желудка;

В.2.3 с пониженной секреторной функцией желудка;

В.3 Язвенная болезнь желудка и 12-перстной кишки.

В.4 Болезни кишечника (синдром раздраженного кишечника, дискинезия кишечника).

В.5 Болезни печени, желудочного пузыря и желчевыводящих путей.

В.6 Болезни поджелудочной железы (хронический панкреатит).

В.7 Нарушение органов пищеварения после оперативных вмешательств по поводу язвенной болезни желудка, постхолецистэктомические синдромы.

В.8 Болезни обмена веществ (сахарный диабет, ожирение, нарушение солевого и липидного обмена).

В.9 Болезни мочевыводящих путей (хронический пиелонефрит, мочекаменная болезнь, хронический цистит, уретрит).

До настоящего времени официальные сведения о бальнеологических свойствах воды Дагинских источников при наружном применении отсутствуют. По отзывам пользователей, считается, что вода в источниках Северного и Центрального участка обладает положительным

эффектом при лечении кожных болезней, при функциональных нарушениях центральной нервной системы, лечении органов пищеварения, в эстетической медицине, косметологии. Вода из источников Южного участка дает положительный эффект при лечении кожных заболеваний, заболеваний опорно-двигательного аппарата, гинекологических патологий.

Современное состояние

Дагинские геотермальные источники, известные под названием «Горячие Ключи», в настоящее время используются «диким образом». Исключение составляют две организации ООО «Бытовик» и «Лесхоз», которые имеют закрытые бассейны (однако использование термальных вод весьма незначительно).

Воды используются в основном для принятия ванн на источниках. На сегодняшний день на месторождении остался только один благоустроенный павильон в относительно удовлетворительном состоянии «Патриот» (рис. 4), остальные источники руками энтузиастов оборудованы самодельными укрытиями (рис. 5–10).

На тропе от пос. Горячие ключи к источникам расположена скважина, пробуренная при разведке месторождения, вода из которой населением используется в качестве лечебной питьевой, а также в гигиенических целях (рис. 11).

В целом, не смотря на, мягко говоря, неприглядное санитарное и техническое состояние, Дагинские источники весьма популярны у населения Сахалинской области. Современная посещаемость источников оценена нами в летний период в 300 человек в сутки без учета упомянутых домов отдыха. По опросным данным, большое количество людей регулярно (часто ежегодно) посещают Дагинские источники для поправки здоровья. Вместе с тем многих отпугивает неблагоприятное санитарное состояние источников и бытовые условия. Так как используются лишь 6 источников, нагрузка на один источник составляет около 50 человек в день. В этом случае природа справляется со сложившейся нагрузкой, так как на протяжении нескольких десятков лет источники находятся в стабильном состоянии. При восстановлении заброшенных известных источников количество посещений можно безболезненно увеличить как минимум в два раза. Отметим, что указанное количество посещений относится к летнему периоду, т. к. большое количество приезжих проживает в палатках. Количество посещений зимой ограничивается количеством мест в местных гостиницах и съемных помещениях, а также плохой доступностью самих источников.



Рис. 4. Источник «Патриот»

Fig. 4. Source «Patriot»



Рис. 5. Источник «Александровский» (оборудован жителями г. Александровск-Сахалинский, отсюда и название)

Fig. 5. Source «Aleksandrovsky» (equipped by residents of Aleksandrovsk-Sakhalinsky, hence the name)



Рис. 6. Безымянный источник на Центральном участке
Fig. 6. Nameless source on the Tsentralny area



Рис. 7. Источник «Мечта»

Fig. 7. Source «Mechta»



Рис. 8. Источник «Молодость»
Fig. 8. Source «Molodost»



Рис. 9. Источник «Партизан»
Fig. 9. Source «Partizan»



Рис. 10. Источники «Кальмар» (слева), «Трепанг» (аварийные не используются)
Fig. 10. Sources «Kalmar» (left), «Trepang» (emergency ones are not used)



Рис. 11. Заброшенная скважина
Fig. 11. Abandoned borehole

В случае применения принудительной добычи термальных вод с помощью скважин, количество посещений может быть увеличено в разы.

Рекомендации

Термальные минеральные воды месторождения обладают очень высокой биологической активностью. Бесконтрольное применение вод вместо лечебного может привести к негативному эффекту. Известны случаи летальных исходов после чрезмерно длительного принятия ванн в источниках. Необходимо провести всестороннее исследование бальнеологических свойств вод различных источников и разработать рекомендации по методике их применения.

Также необходимо организовать мониторинг источников с целью определения времени восстановления воды после посещения и разработать режим приема ванн.

Организовать эксплуатацию источников в соответствии с «Правилами разработки месторождений минеральных вод и лечебных грязей».

Заключение

Многолетней эксплуатацией Дагинского месторождения доказана высокая бальнеологическая эффективность термальных минеральных вод.

Месторождение сформировано путем смешения глубинных горячих минерализованных вод с приповерхностными холодными и пресными подземными водами. Разрывной тектоникой разбито на три участка. Подземные воды напорные, уровни устанавливаются на отметках «+»4–«+»7,7 м. Фильтрационные свойства водовмещающих пород достаточно высокие, удельные дебиты скважин составили 25–41 м³/сут*м. На участке месторождения наблюдается более 60 восходящих источников термоминеральных вод.

Воды горячие слабо- и среднеминерализованные, хлоридные натриевые, бромные, йодные (Северный участок) и гидрокарбонатно-хлоридные натриевые (Центральный и Южный участки). Балансовые эксплуатационные запасы утверждены по категориям В+С₁+С₂ в количестве 2500 м³/сут.

Согласно ГОСТ Р 54316-2011, воды в источниках обладают широким спектром медицинских показателей по внутреннему применению. Кроме того, многолетний опыт (несколько десятков лет) свидетельствует о том, что воды дают положительный эффект и при наружном применении.

В настоящее время месторождение эксплуатируется «диким образом». Воды используются в основном для принятия ванн на источниках. Посещаемость источников в летнее время достигает 300 чел./день. В зимний период посещение источников затруднено. Имеются хорошие перспективы для многократного увеличения количества посещений без капитальных затрат на разведку месторождения.

Благодарности. Использованы материалы Сахалинской гидрогеологической экспедиции. В работе участвовали А.И. Бондарев, И.Г. Завадский, О.А. Курузов, И.В. Леонов, А.Ф. Пряко, Т.С. Розорителева, Н.Н. Самсонова, Н.Э. Точилин. Результаты получены в рамках выполнения государственного задания Минобрнауки РФ: 5.9560.2017/8.9.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бровко П.Ф., Дзен Г.Н., Малюгин А.В. Рекреационные ресурсы о. Сахалин // Сборник материалов Всесоюзной молодежной школы-конференции, посвященной 25-летию кафедры физической географии и геоморфологии им. И.Н. Арчикова и 50-летию Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова». – Чебоксары: ИД «Среда», 2017. – С. 190–196.
2. Вартанян Г.С., Яроцкий Л.А. Поиски, разведка и оценка эксплуатационных запасов месторождений минеральных вод. – М.: Недра, 1972. – 126 с.
3. Геология СССР. Т. XXXIII. Остров Сахалин. – М.: Недра, 1970. – 432 с.
4. Гидрогеология СССР. Т. XXIV. Остров Сахалин. – М.: Недра, 1972. – 343 с.
5. ГОСТ Р 54316-2011 Воды минеральные природные питьевые. – М.: Стандартинформ, 2011. – 33 с.
6. Жарков Р.В. Геохимические особенности и перспективы использования термальных вод острова Сахалин // XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2018. – С. 204–207.
7. Завгрудько М.С., Завгрудько В.Н., Шаталова И.Г. Рекреационный ресурс Дагинского месторождения термальных минеральных вод // Актуальные вопросы современной медицины: Материалы 70-й итоговой научной конференции молодых ученых и студентов. – Хабаровск: Дальневосточный государственный медицинский университет, 2013. – С. 117–119.
8. Посохов Е.В., Толстихин Н.И. Минеральные воды: лечебные, промышленные, энергетические. – Л.: Недра, 1977. – 240 с.
9. Розен Б.Я. Геохимия брома и йода. – М.: Недра, 1970. – 144 с.
10. Суслова К.И., Чернов В.А. Дагинские термальные источники как туристический ресурс Сахалинской области // Развитие медицинской реабилитации на Дальнем Востоке. – Хабаровск: Дальневосточный государственный медицинский университет, 2016. – С. 68–70.
11. Филатов Д.Г. Бромные подземные минеральные воды: генезис и бальнеологические свойства // Вестник Воронежского государственного университета, серия: геология. – 2012. – № 2. – С. 229–235.
12. Alcalá F.J., Custodio E. Using the Cl/Br ratio as a tracer to identify the origin of salinity in aquifers in Spain and Portugal // Journal of Hydrology. – 2008. – № 359. – P. 189–207.
13. Barut I.F., Erdogan N., Basak E. Hydrogeochemical evaluation of western Anatolian mineral waters // Environmental Geology. – 2004. – V. 45. – № 4. – P. 494–503.
14. Grasby S.E., Hutcheon I., Krouse H.R. The influence of water-rock interaction on the chemistry of thermal springs in western Canada // Applied Geochemistry. – 2000. – V. 15. – № 4. – C. 439–454.
15. Evaluation of the effect of balneotherapy in patients with osteoarthritis of the hands: a randomized controlled single-blind follow-up study / K. Horváth, Á. Kulisch, A. Németh, T. Bender // Clinical Rehabilitation. – 2012. – V. 26. – № 5. – P. 431–441.
16. Kralj P., Kralj P. Thermal and mineral waters in north-eastern Slovenia // Environmental Geology. – 2000. – V. 39. – № 5. – P. 0488–0500.
17. Melioris L. Mineral and thermal waters of the Ipelská Pahorkatina hillyland // Environmental Geology. – 2000. – V. 39. – № 5. – P. 448–462.
18. Formation of chemical composition of injection-type mineral water deposits as exemplified by chapaevskoye field in Korsakov district of Sakhalin region / V.A. Sakharov, O.A. Morozova, E.N. Vypryzhkin, I. Ken Khi, H.S. Poliak // Periódico TchêQuími. – 2019. – V. 16. – № 31. – P. 457–471.
19. Tarcan G., Gemici U. Water geochemistry of the seferihisar geothermal area, Izmir Turkey // Journal of Volcanology and Geothermal Research. – 2003. – V. 126. – № 3–4. – P. 225–242.
20. Mineral and thermal waters of Serbia: multivariate statistical approach to hydrochemical characterization / M. Todorović, J. Štrbački, M. Čuk, J. Andrijašević, J. Šišović, P. Papić // Environmental Earth Sciences. – 2016. – P. 81–95.

Поступила 28.01.2019 г.

Информация об авторах

Сахаров В.А., кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией Сахалинского государственного университета.

Ильин В.В., старший преподаватель кафедры строительства Технического нефтегазового института Сахалинского государственного университета.

Морозова О.А., ведущий инженер Сахалинского государственного университета.

Выпряхкин Е.Н., ведущий инженер Сахалинского государственного университета.

И Кен Хи, ведущий инженер Сахалинского государственного университета.

Гоголева И.В., стажер Сахалинского государственного университета.

UDC 553.7

DAGINSKY DEPOSIT OF THERMAL MINERAL WATERS. FORMATION CONDITIONS, CURRENT STATE, PROSPECTS FOR USE (SAKHALIN REGION)

Valeriy A. Sakharov¹,
sakhsakh@yandex.ru

Vladimir V. Ilin¹,
vladimirilyin7@gmail.com

Olga A. Morozova¹,
sgi84@mail.ru

Evgeny N. Vypryazhkin¹,
e_vipryazhken@mail.ru

I Ken Khi¹, Sakhgu@list.ru

Irina V. Gogoleva¹,
risha.89@mail.ru

¹ Sakhalin State University,
68, Pogranichnaya street, Yuzhno-Sakhalinsk, 693008, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to expand the use of the resource base of mineral waters for balneological purposes, close to the consumer, assess the therapeutic properties of mineral waters based on a study of their operating experience and compliance with the requirements of current guidance documents. The development of this direction will allow increasing the volume and spectrum of therapeutic and preventive services using local natural mineral waters while minimizing the capital expenditures for geological exploration.

The aim of the research is to study the structure, current state and operating experience of the Daginsky thermal mineral water field (Sakhalin Region), to assess the prospects for expanding balneological and tourist services, to develop recommendations for industrial development of the field.

Objects: mineral thermal waters, their properties and conditions of distribution on the earth's surface and in the hydrogeological section.

Methods: study of stock and archive documents on geological structure and hydrogeological conditions of the study area, a field survey of the current state of the field, hydrochemical testing of individual sources, a survey of mineral water consumers.

Results. The paper introduces the geological and hydrogeological characteristics of the field of thermal mineral waters. The balneological properties of the waters in different parts of the field were determined in accordance with the relevant guidelines. The present state of use of thermal mineral waters is presented. The authors have developed the recommendations for field operation.

Findings. The long-term operation of the Daginsky field proves high balneological efficiency of thermal mineral waters. The field is formed by mixing deep hot mineralized waters with near-surface cold and fresh groundwater. Explosive tectonics field is divided into three sections. More than 60 ascending sources of thermomineral waters are observed on the site of the field. The waters are hot, weakly and moderately mineralized, sodium chloride, bromine, iodine (Northern part) and sodium bicarbonate-sodium (Central and Southern). Balance operational reserves are approved for categories B+C₁+C₂ in the amount of 2500 m³/day. Water in the sources have a wide range of medical indicators for use. Currently, the field is exploited «wildly». Waters are used primarily for bathing at the springs. Attendance sources in the summer reaches 300 people/day. In winter, visiting the sources is difficult. There are good prospects for a multiple increase in the number of visits without the capital expenditure on exploration of the field. Thermal mineral waters of the deposit have a very high biological activity. Uncontrolled use of water instead of therapeutic, can lead to a negative effect. There are cases of deaths after excessively long baths in the sources. It is necessary to conduct a comprehensive study of the balneological properties of waters of various sources and to develop recommendations on the method of their use. It is also necessary to organize monitoring of sources in order to determine the time of water recovery after the visit and to develop a mode of bathing.

Key words:

Thermal mineral waters, thermal mineral source, balneological properties of water, geothermal gradient, discontinuous tectonics.

The authors appreciate the specialists of the Sakhalin hydrogeological company whose data and reports were applied in the article: A.I. Bondarev, I.G. Zavadsky, O.A. Kutuzov, I.V. Leonov, A.F. Pryadko., T.S. Rozoriteleva, N.N. Samsonova, N.E. Tochilin. The results were obtained in the framework of the fulfillment of the state task of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation: 5.9560.2017/8.9.

REFERENCES

1. Brovko P.F., Dzen G.N., Malyugin A.V. Rekreatsionnye resursy o. Sakhalin [Recreational resources of Sakhalin]. *Sbornik materialov Vsesoyuznoy molodezhnoy shkoly-konferentsii, posvyashchennoy 25-letiyu kafedry fizicheskoy geografii i geomorfologii im. I.N. Archikova i 50-letiyu Chuvashskogo gosudarstvennogo universiteta im. I.N. Ulyanova* [Collection of materials of the All-Union Youth School Conference dedicated to the 25th anniversary of the department of I.N. Archikov physical geography and geomorphology and the 50th anniversary of Chuvash State University named after I.N. Ulyanov]. Cheboksary, Sreda Publ. house, 2017. pp. 190–196.
2. Vartanyan G.S., Yarotsky L.A. *Poiski, razvedka i otsenka ekspluatatsionnykh zasobov mestorozhdeniy mineralnykh vod* [Prospecting, exploration and evaluation of the operational reserves of mineral water deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 126 p.
3. *Geologiya SSSR. T. 33. Ostrov Sakhalin* [Geology of the USSR. Vol. 33. Sakhalin Island]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 431 p.

4. *Gidrogeologiya SSSR. T. XXIV. Ostrov Sakhalin* [Hydrogeology of the USSR. Vol. XXIV. Sakhalin island]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 343 p.
5. *GOST R 54316-2011 Vody mineralnye prirodnye pityevye* [State Standard R 54316-2011 Natural mineral drinking water]. Moscow, Standartinform Publ., 2011. 33 p.
6. Zharkov R.V. *Geokhimicheskie osobennosti i perspektivy ispolzovaniya termalnykh vod ostrova Sakhalin* [Geochemical features and prospects for the use of thermal waters of Sakhalin Island]. *XXII Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dalnego Vostoka s mezhdunarodnym uchastiem* [XXII Conference on Groundwater of Siberia and the Far East with international participation]. Novosibirsk, NNIGU Publ., 2018. pp. 204–207.
7. Zavorudko M.S., Zavorudko V.N., Shatalova I.G. *Rekreatsionnyy resurs Daginskogo mestorozhdeniya termalnykh mineralnykh vod* [Recreational resource of the Daginsky deposit of thermal mineral waters]. *Aktualnye voprosy sovremennoy meditsiny: Materialy 70-y itogovoy nauchnoy konferentsii molodykh uchenykh i studentov* [Actual problems of modern medicine: Materials of the 70th final figure conference of young scientists and students]. Khabarovsk, DVGUM Publ., 2013. pp. 117–119.
8. Posokhov E.V., Tolstikhin N.I. *Mineralnye vody: lechebnye, promyshlennye, energeticheskie* [Mineral waters: medicinal, industrial, energy]. Leningrad, Nedra Publ., 1977. 240 p.
9. Rosen B.Y. *Geokhimiya broma i yoda* [Geochemistry of bromine and iodine]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 144 p.
10. Suslova K.I., Chernov V.A. *Daginskie termalnye istochniki kak turistskiy resurs Sakhalinskoy oblasti* [Daginsky thermal springs as a tourist resource of the Sakhalin region]. *Razvitie meditsinskoy reabilitatsii na Dalnem Vostoke* [Development of medical rehabilitation in the Far East]. Khabarovsk, DVGUM Publ. house, 2016. pp. 68–70.
11. Filatov D.G. *Bromnye podzemnye mineralnye vody: genezis i balneologicheskie svoystva* [Bromine underground mineral waters: genesis and balneological properties]. *Bulletin of Voronezh State University, series: Geology*, 2012, no. 2, pp. 229–235. In Rus.
12. Alcalá F.J., Custodio, E. Using the Cl/Br ratio as a tracer to identify the origin of salinity in aquifers in Spain and Portugal. *Journal of Hydrology*, 2008, no. 359, pp. 189–207.
13. Barut I.F., Erdogan N., Basak E. Hydrogeochemical evaluation of western Anatolian mineral waters. *Environmental Geology*, 2004, vol. 45, no. 4, pp. 494–503.
14. Grasby S.E., Hutcheon I., Krouse H.R. The influence of water-rock interaction on the chemistry of thermal springs in western Canada. *Applied Geochemistry*, 2000, vol. 15, no. 4, pp. 439–454.
15. Horváth K., Kulisch Á., Németh A., Bender T. Evaluation of the effect of balneotherapy in patients with osteoarthritis of the hands: a randomized controlled single-blind follow-up study. *Clinical Rehabilitation*, 2012, vol. 26, no. 5, pp. 431–441.
16. Kralj P., Kralj P. Thermal and mineral waters in north-eastern Slovenia. *Environmental Geology*, 2000, vol. 39, no. 5, pp. 0488–0500.
17. Melioris L. Mineral and thermal waters of the Ipelská Pahorkatina hillyland. *Environmental Geology*, 2000, vol. 39, no. 5, pp. 448–462.
18. Sakharov V.A., Morozova O.A., Vypryzhkin E.N., I Ken Khi, Poliak H.S. Formation of chemical composition of injection-type mineral water deposits as exemplified by chapaevskoye field in Korsakov district of Sakhalin region. *Periódico Tchê Quími*, 2019, vol. 16, no. 31, pp. 457–471.
19. Tarcan G., Gemici U. Water geochemistry of the seferihisar geothermal area, Izmir Turkey. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 2003, vol. 126, no. 3–4, pp. 225–242.
20. Todorović M., Štrbački J., Čuk M., Andrijašević J., Šišović J., Papić P. Mineral and thermal waters of Serbia: multivariate statistical approach to hydrochemical characterization. *Environmental Earth Sciences*, 2016, vol no, pp. 81–95.

Received: 28 January 2019.

Information about the authors

Valeriy A. Sakharov, Cand. Sc., head of laboratory, Sakhalin State University.

Vladimir V. Ilin, senior lecturer, Sakhalin State University.

Olga A. Morozova, lead engineer, Sakhalin State University.

Evgeny N. Vypryzhkin, lead engineer, Sakhalin State University.

I Ken Khi, lead engineer, Sakhalin State University.

Irina V. Gogoleva, trainee, Sakhalin State University.

УДК 629.123: 665.61

УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД ЭМУЛЬГИРОВАНИЕМ И СЖИГАНИЕМ

Иванов Владимир Петрович¹,
ivprem@tut.by

Дронченко Владимир Александрович¹,
v.dronchenko@psu.by

Вигерина Татьяна Владимировна¹,
t.vigerina@psu.by

Пилипенко Станислав Владимирович¹,
44-08@mail.ru

¹ Полоцкий государственный университет,
Беларусь, 211440, г. Новополоцк, ул. П. Блохина, 29.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью разработки технологии и соответствующего оборудования для утилизации нефтесодержащих сточных вод, которые содержат растворы технических моющих средств, при исключении накопления их в значительных объемах в условиях отдельных ремонтных предприятий средней и малой мощности.

Цель: исключить загрязнение почвы и водного бассейна нефтесодержащими сточными водами с растворами технических моющих средств, уменьшить долю выбросов вредных веществ в окружающую среду в ходе утилизации рассматриваемых отходов производства в промышленных котельных установках.

Методы: теоретические исследования процессов сжигания нефтесодержащих сточных вод с включениями растворов технических моющих средств; экспериментальные исследования процесса термической утилизации данного вида загрязняющих веществ методом сжигания их вместе с природным газом (либо печным топливом) на действующем промышленной паровом котле, с номинальным производством пара в 6,5 т/ч.

Результаты. Разработана и предложена к использованию эффективная (как с экологической, так и с экономической точки зрения) технология и оборудование для хранения и переработки сточных вод с нефтесодержащими отходами и их последующей утилизации методом сжигания вместе с природным газом (либо печным топливом) в действующем промышленном паровом котле. Наличие в топливе воды (около 10 %) увеличивает эффективность его сгорания, уменьшая выбросы оксидов азота в окружающую среду. Изучены особенности механизмов превращений, которые происходят при образовании капель водотопливной эмульсии и их последующем сжигании. Использование выделенного из нефтесодержащих сточных вод энергоресурса позволяет уменьшить потребление котельного топлива на 3–5 %.

Ключевые слова:

Нефтесодержащие сточные воды, эмульгирование, утилизация, сжигание, выбросы в окружающую среду.

Введение

Многие ремонтные предприятия сталкиваются с проблемой утилизации сточных вод, которые загрязнены нефтесодержащими продуктами (ЗНСП). Основные источники данного вида загрязнителей окружающей среды – это участки разборки и очистки агрегатов, участки восстановления деталей, обкаточно-испытательные, моечные и другие, связанные с основным направлением деятельности предприятия участки. Таким образом, на протяжении года на отдельном ремонтном предприятии образуется до одной тысячи тонн ЗНСП. В сточной воде таких предприятий содержатся частицы консистентных смазок, моторных и трансмиссионных масел, смазочно-охлаждающих, промывочных жидкостей и др. [1–3]. Участок разборки агрегатов является одним из самых больших источников ЗНСП предприятия. На нем особенное место занимает разборка двигателей, в этом случае ЗНСП содержат до 65...90 % моторных масел, около 6...10 % трансмиссионных, остальное приходится на топливные фракции и консистентные смазки.

Сточные воды с небольшим процентом загрязнений в виде технических моющих средств (ТМС) являются умеренно токсичными, однако при их накоплении уровень загрязнен-

ности (особенно нефтепродуктами) повышается и они становятся не только токсичными, но и пожароопасными [4, 5].

Водные стоки промышленных предприятий по своим свойствам и химическому составу имеют значительные отличия от своего исходного состояния. Воды отражают в себе все множество технологических операций, в которых они использовались. Так, массовое содержание нефтесодержащих загрязнителей и взвешенных веществ может достигать 1100 мг/л. Изначально почти нерастворимые в воде минеральные масла в такого типа стоках содержатся в виде устойчивых масляных эмульсий. Эти эмульсии образуются из-за мелкодисперсности масляных загрязнителей при наличии некоторого процента эмульгаторов [6–9].

Перед сбросом (или дальнейшим применением) ЗНСП воды должны пройти определенного вида обработку (химическую, биохимическую, термообработку и др.). В первую очередь должна быть проведена механическая очистка, включающая операции процеживания, отстаивания и фильтрования. Но в результате проведения ряда операций очищения остается некоторое количество остатков, которые можно только утилизировать.

В составе большинства предприятий имеются котельные, которые потребляют одно из видов твердого (дрова

и древесные отходы), жидкого (мазут или печное топливо) или газообразного топлива. Сжигание любого вида топлива сопровождается выбросами в атмосферу оксидов углерода (II), азота, серы и др. вредных соединений. Без определенного вида модернизации оборудования котельных допустимые нормы выбросов могут превышать в полтора–два раза [10–13].

Выделение нерешенного

Одним из комплексных решений вышеперечисленных экологических проблем может стать использование при утилизации ЗНСП с растворами ТМС процесса сжигания. При этом ЗНСП с растворами ТМС должны поставляться для сжигания в виде эмульсии фракции загрязнителей, частиц воды (размер до 10...20 мкм) и природного газа [9, 14, 15].

В процессе сжигания такой эмульсии ее капли, нагреваясь до температуры кипения содержащейся в ней воды, под действием выделяемого водяного пара разрываются на множество фрагментов. В результате увеличивается площадь контакта частиц сжигаемой смеси с кислородом и процесс сгорания происходит более эффективно. Из-за присутствия воды температура факела снижается. Это приводит к снижению процентного содержания NO_x в выходящих газах (образование NO_x происходит при больших значениях температуры). Таким образом, разработка экономически эффективной технологии такой утилизации ЗНСП с растворами ТМС является актуальной проблемой.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования выступает оборудование для переработки вод ЗНСП с растворами ТМС с целью их утилизации. Предметы исследования – механизмы и процессы трансформации небезопасных отходов в неопасное состояние.

Основная часть

Основная проблема, возникающая при подготовке такого типа загрязнителей к сжиганию, – разрушение поверхности контакта двух, казалось бы, несмешивающихся жидкостей. Тут необходимо создать условия, при которых произойдет нарушение гидродинамической устойчивости течения такого типа жидкостей [16–19]. Процесс сжигания с природным газом или жидким котельным топливом уже подготовленных к обезвреживанию нефтесодержащих загрязнителей (в виде эмульсии) происходит в топке котла, при этом распределение воды по объему эмульсии должно быть как можно более равномерным. Подготовка нефтесодержащих загрязнителей к сжиганию происходит в промышленных диспергаторах. Важным является то, что по естественным причинам срок хранения такого типа эмульсии ограничен одной неделей [20–24]. Этого срока недостаточно для коммерческого использования эмульсии в качестве товарного продукта и постоянно возникают потребности к его увеличению.

Предлагается утилизировать воды, содержащие ЗНСП с растворами ТМС, согласно технологии, которая описана схемой, показанной на рис. 1. Результатом процесса утилизации является готовый к использованию вторичный энергоресурс. На рис. 2 показана принципиальная

схема установки, которая разработана специально для проведения процесса утилизации вод ЗНСП с растворами ТМС. Установка работает следующим образом. Не пригодные к дальнейшей очистке сточные воды поступают в емкость – 1 для отстаивания. Нижний патрубок с краном в этой емкости служит для слива излишков отстоявшейся воды. Отстоявшийся загрязнитель из первой емкости с помощью специального насоса – 2 перекачивается в емкость – 3. Эта емкость служит для приготовления эмульсии, для этого она оборудована пневматическим излучателем – 4. Готовая эмульсия хранится в последнем баке – 5.

Перерабатывающая станция использует ударно-волновую технологию эмульгирования, которая позволяет производить переработку труднорастворимых компонентов с помощью ударных волн низкой частоты [14, 17].

Стабильность состояния эмульсии на протяжении длительного периода времени достигается тем, что при использовании в приготовлении эмульсии пневмоизлучателя, генерирующего волны низкой частоты, достигается значительное уменьшение размеров капель воды, естественным образом остающейся в составе эмульсии (рис. 3). Практика показывает, что содержание воды в эмульсии колеблется в границах 10–15 %.

Частота выхлопов сжатого воздуха зависит от расхода воздуха. Выхлоп сжатого воздуха (на глубине 0,45...0,75 м) приводит к образованию воздушной полости, всплывая, она резко расширяется, совершая до четырех пульсаций с затухающей амплитудой. Затем воздушный пузырь схлопывается. При этом из-за физических свойств жидкости давление на фронте схлопывающегося пузыря превышает давление в излучателе в 2,5...3,0 раза. Большая часть жидкости перемешивается всплывающими пузырьками. При расслоении эмульсии (из-за длительного хранения) обработку повторяют.

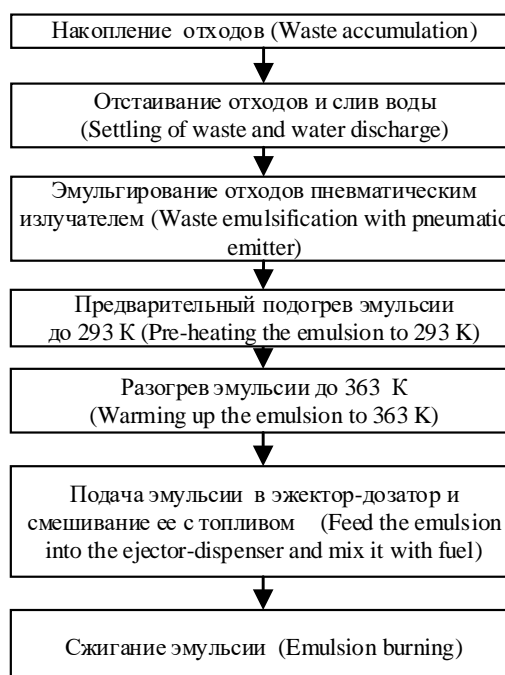


Рис. 1. Схема технологии утилизации вод ЗНСП с растворами ТМС, непригодных к дальнейшей очистке

Fig. 1. Scheme of water-fuel emulsion preparation and its combustion in a steam boiler

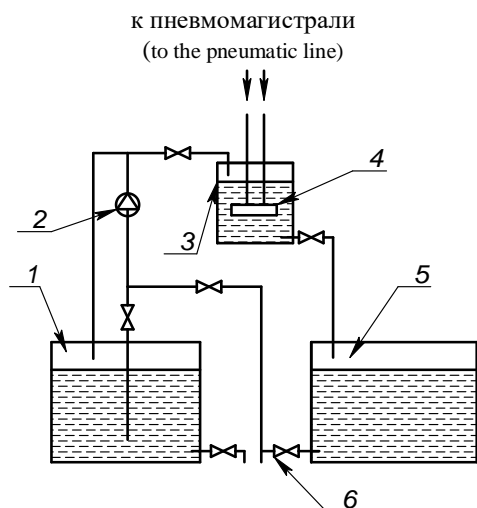


Рис. 2. Принципиальная схема станции изготовления вторичного энергоресурса утилизацией вод ЗНСП с растворами ТМС, непригодных к дальнейшей очистке: 1 – емкость для отстаивания; 2 – насос; 3 – емкость приготовления эмульсии; 4 – пневмоизлучатель; 5 – бак готовой эмульсии; 6 – кран

Fig. 2. Diagram of installation for production of secondary energy: 1 is the tank for sewage settling; 2 is the pump; 3 is the working capacity; 4 is the pneumatic radiator; 5 is the tank assembly; 6 is the valve

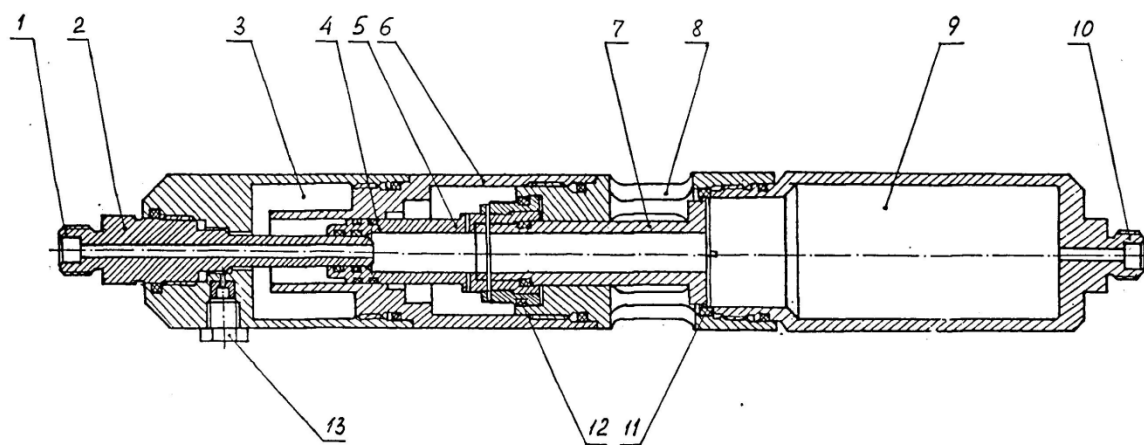


Рис. 3. Пневмоизлучатель: 1, 10 – штуцер; 2 – золотник; 3 – полость демпферная; 4 – поршень; 5 – хвостовик; 6 – переходник; 7 – поршень двухфланцевый; 8 – окно; 9 – ресивер; 11, 12 – уплотнительные кольца; 13 – заглушка

Fig. 3. Pneumatic radiator: 1, 10 are the unions; 2 is the spool; 3 is the damping cavity; 4 is the annular piston; 5 is the shank; 6 is the adapter; 7 is the two-flange piston; 8 is the window; 9 is the receiver; 11, 12 are the sealing rings; 13 is the plug

В котельную подают предварительно подогретую жидкость до 293 К (что актуально в холодное время года, т. к. емкость для ее хранения находится снаружи здания). Перед непосредственным использованием эмульсия подогревается до 363 К. Эмульсия подается струей (смесь эмульсии, воздуха и топлива) через эжектор-дозатор. В зависимости от изменения расхода топлива необходимое соотношение «эмульсия–топливо» регулируется автоматикой. Смесь «эмульсия–топливо» через эжектор-дозатор поступает в форсунку топки котла. Стабильность эмульсии зависит от размеров капель дисперсной фазы (воды), а они, в свою очередь, – от времени действия пневмоизлучателя.

Отстоявшийся загрязнитель обрабатывают пневмоизлучателем интенсивно, в течение 12–15 минут, далее процесс эмульгирования видимого эффекта не приносит.

Долю выделенной воды Q (%) в зависимости от времени работы пневмоизлучателя и времени отстаивания можно рассчитать согласно выведенной регрессионной зависимости:

$$Q = 21,527 - 2,403 t_{п.и} + 0,076 t_{п.и}^2 + 0,377 t_x, \quad (1)$$

где $t_{п.и}$ – время работы пневмоизлучателя, мин; t_x – время отстаивания эмульсии, сутки.

Производная от функции (1) по времени работы пневмоизлучателя имеет вид:

$$dQ/dt_{п.и} = -2,403 + 0,152 t_{п.и}. \quad (2)$$

Приравняв правую часть уравнения (2) к нулю, находим оптимальное время работы пневмоизлучателя, составляющее $t_{п.и} = 15,81$ мин. Для качественной работы пневмоизлучателя необходимо обеспечивать непрерывную подачу сжатого воздуха с давлением в 0,4...0,6 МПа. При частоте работы пневмоизлучателя в 2 Гц достигается лучший эффект воздействия пневмоизлучателя при достаточной величине мощности каждого удара. Размеры капель воды при этом составляют 10...20 мкм.

Когда известно оптимальное время приготовления эмульсии, можно определить ту долю исходно содержащейся в отходах воды, которая будет выделена при расслаивании (в результате отстаивания объем выделившейся воды не должен превышать 2 %). В результате проведения ряда опытов по эмульгированию в течение 20 минут нефтесодержащих отходов, варьированным фактором в которых было процентное соотношение в отходах воды, получено линейное уравнение регрессии, позволяющее вычислить долю выделенной из эмульсии воды (Q) при известном исходном содержании жидкости в стоке и времени его хранения:

$$Q = 63,072 - 0,863 Q_{\text{н.с.о}} + 0,221 t_x, \quad (3)$$

где $Q_{\text{н.с.о}}$ – исходный процентный объем нефтесодержащих отходов в эмульсии, %.

На основании расчета по формуле (3) и результатов эксперимента установлено, что после 30 суток отстаивания эмульсии с содержанием воды 15 % выделяется не более 2 % воды (при температуре 291 К).

Также проведены исследования утилизации рассматриваемого вида отходов промышленности (обработанных описанным выше методом) путем сжигания вместе с природным газом на действующем паровом котле марки ДКВР6.5-13, с номинальной паропроизводительностью 6,5 т/ч, вырабатывающем пар с давлением 1,26 МПа. В составе оборудования присутствует экономайзер ЭП-1-330 и дутьевой вентилятор ВД-10. Доказано, что получаемый в результате предложенной технологии утилизации вторичный энергоресурс сравним по теплотворной способности с печным топливом и природным газом (таблица).

Таблица. Теплотворная способность и элементный состав вторичного энергоресурса и традиционного котельного топлива

Table. Calorific value and elemental composition of the secondary energy source and traditional boiler fuel

Вид топлива Type of fuel	H	N	C	S	Теплотворная способность Calorific value	
					МДж/м ³ MJ/m ³	МДж/кг MJ/kg
Топливо печное Stove fuel	9,5	0,3	79,5	0,5...1,1	–	39,5
Природный газ Natural gas	23,5	0,5...3,5	72,5	0...0,3	33,5	–
Вторичный энергоресурс Secondary energy	9,8	0,27	80,2	0,4	–	41,0

Процесс теплопередачи, наблюдаемый при сжигании капель эмульсии вместе с традиционным котельным топливом, можно описать уравнением

$$\gamma(T_r - T_{\text{ср}}) = \lambda \frac{\partial T_{\text{ср}}}{\partial r} - \rho q \frac{dr}{dt}, \quad (4)$$

где γ – коэффициент теплоотдачи; T_r – температура среды, примыкающей к капле; $T_{\text{ср}}$ – средняя температура среды в капле; λ – коэффициент теплопроводности среды в капле; q – удельная теплота испарения эмульсии; r – мгновенный радиус капли; ρ – плотность среды в капле.

Предложена математическая модель горения капли эмульсии, учитывающая несколько срывов оболочки капли, в которой температура T_1 является критерием прекращения срыва контактирующего слоя. В этом случае уравнение (4) принимает вид

$$\frac{dr}{dt} = \frac{1+k(T_{\text{ср}}-T_1)}{\rho q} \left[\lambda \frac{\partial T_{\text{ср}}}{\partial r} - \gamma(T_r - T_{\text{ср}}) \right], \quad (5)$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mazumder D., Mukherjee S. Treatment of Automobile Service Station Wastewater by Coagulation and Activated Sludge Process international // Journal of Environmental Science and Development. – 2011. – V. 2. – № 1. – P. 64–69.
2. Thermochemical processing of sewage sludge to energy and fuel: Fundamentals, challenges and considerations / S.A.S. Syed, W. Yi, H. Song, S. Sheng, X. Jun // Renewable and Sustainable Energy Review. – 2017. – № 80. – P. 888–913.

где r – радиус капли, м; k – коэффициент, учитывающий скорость разрушения контактирующего слоя капли. Формула (5) позволяет установить зависимость изменения радиуса капли эмульсии r от времени t в процессе ее горения.

Кроме вышеперечисленного, исследовались вопросы, связанные с определением влияния различных режимов работы котельного агрегата и состава сжигаемого топлива на образование оксидов азота. Варьируемыми факторами являлись:

- содержание воды ($w=0-25$ % с шагом в 5 %) в эмульсии (определялась также температура факела, величина расхода традиционного топлива);
- коэффициент избытка воздуха ($\alpha=1,05-1,20$ с шагом в 0,05) (изменялась и нагрузка котла: $M=50, 75, 100$ %).

Опыты проводили по четыре раза. Получены следующие результаты: при увеличении влагосодержания от 0 до 25 % происходило снижение температуры факела котла на 100...150 К, уменьшается длина факела, при этом содержание NO_x уменьшается с 250 до 150 мг/м³.

С целью определения такого режима работы котла, при котором исключался бы химический недожог при наименьших выбросах окисей азота в окружающую среду, производились экспериментальные сжигания эмульсии с десятипроцентным содержанием воды вместе с традиционным котельным топливом. В результате получена регрессионная зависимость процентного содержания в выбросах окисей азота NO_x в зависимости от коэффициента избытка воздуха α и мощности котла:

$$\text{NO}_x = -2580,53 + 183,37 M + 4269,83 \alpha - 1716,67 \alpha^2. \quad (6)$$

Согласно зависимости (6) со снижением α в дымовых газах падает концентрация NO_x . Путем приравнивания к нулю производной от изменения части оксидов азота по коэффициенту избытка воздуха $d\text{NO}_x/d\alpha = 4269,83 - 2 \cdot 1716,67 \alpha = 0$, определяем, что при номинальной нагрузке $\alpha=1,24$ имеется минимальное содержание NO_x в дымовых газах.

Заключение

Приготовление эмульсии на основе отработанных нефтесодержащих продуктов и ее сжигание с природным газом или печным топливом позволяет значительно уменьшить объемы накопления этих продуктов на предприятии. Повышение эффективности сжигания топлива и уменьшение выбросов оксидов азота достигается благодаря увеличению влагосодержания топлива. Экспериментальные исследования показали, что использование в качестве вторичного энергоресурса эмульсии уменьшает потребление природного газа или печного топлива до 5 %.

3. Opportunities and challenges in sustainable treatment and resource reuse of sewage sludge / R. Abdul, S.S. Vineet, H. Jun, D. Wafa, D.D. Dionysios, W. Wei, Z. Ming // Chemical Engineering Journal. – 2018. – № 337. – P. 616–641.
4. Тельнов Н.Ф. Очистка машин и вопросы экологии // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1996. – № 4. – С. 36–41.
5. Дронченко В.А. Использование отходов ремонтного производства в качестве технологических материалов // Труды ГОСНИТИ. – 2017. – Т. 126. – С. 117–120.

6. Zaneti R.N., Etchepare R., Rubio J. Car wash wastewater treatment and water reuse – a case study // *Water Science & Technology*. – 2013. – № 67.1. – P. 82–86.
7. Identifying improvements in water management of bus-washing stations in Brazil / C.M.V.B. Almeida, D. Borges, S.H. Bonilla, B.F. Giannetti // *Resources, Conservation and Recycling*. – 2010. – № 54 (11). – P. 821–831.
8. Climbing the ladder: a step by step approach to international guidelines for water recycling / J. Anderson, A. Adin, J. Crook, C. Davis, R. Hultquist, C. Jimenez // *Water Science and Technology*. – 2001. – № 43 (10). – P. 1–8.
9. Дронченко В.А., Семенов В.И. Защита окружающей среды от вредного воздействия отработанных растворов, образующихся при погружной очистке машин и деталей // *Вестник Полоцкого государственного университета. Серия Ф. Строительство. Прикладные науки*. – 2017. – № 8. – С. 194–199.
10. Yewen T., Douglas M.A., Thabimuthu K.V. CO₂ capture using oxygen combustion strategies for natural gas power plants // *Fuel*. – 2002. – V. 81. – № 8. – P. 1007–1016.
11. Wolfgang S. Qualitative and quantitative comparison of two promising oxy-fuel power cycles for CO₂ capture: *Trans. ASME // Gas Turbines and Power*. – 2008. – V. 130. – № 3. – P. 1–11.
12. Siegmund C.W., Turner D.W. NO_x emissions from industrial boilers: potential control methods // *Combustion*. – 1973. – V. 45. – № 4. – P. 126–132.
13. Shooter D., Brimblecombe P. Air quality indexing // *International Journal of Environment and Pollution*. – 2009. – V. 36. – P. 1–3.
14. Дронченко, В.А. Рециклинг жидких производственных отходов, содержащих нефтепродукты // *Ресурсосберегающие и экологически чистые технологии: Труды второй научно-технической конференции / под ред. А.И. Свириденка*. – Гродно, 1997. – Т. 2. – С. 308–311.
15. Barancuov M., Dronchenko V. Methods for re-use of waste metalworking faculties at an engineering plant // *European and National dimension in research: Materials of junior researches' IV conf.* – P. 3. – Novopolotsk: PSU, 2012. – P. 65–67.
16. Шерман Ф. Эмульсии. – Л.: Изд-во «Химия», 1972. – 448 с.
17. Дронченко В.А. Получение мелкодисперсной эмульсии на основе нефтесодержащих отходов и ее утилизация // *Вестник Брестского государственного технического университета. Машиностроение*. – 2017. – № 4 (106). – С. 51–54.
18. Gopal E.S.R. *Rheology of Emulsions*. – Oxford: Pergamon Press, 1963. – 130 p.
19. Batsiukov A., Dronchenko V. Determination experimental study of the water content effect in emulsion on its stability // *European and National dimension in research: Materials of junior researches V conf.* – P. 3. – Novopolotsk: Polotsk State University, 2013. – P. 150–153.
20. Chen D., Sharma S.K., Mudhoo A. *Handbook on applications of ultrasound*. – New York: Taylor & Francis Group, LLC, 2012. – 118 p.
21. Sangave P.C., Pandit A.B. Ultrasound and enzyme assisted biodegradation of distillery waste water // *Journal of Environmental Management*. – 2017. – № 80. – P. 36–46.
22. Continuous contact and contamination-free ultrasonic emulsification a useful tool for pharmaceutical development and production / S. Freitas, G. Hielscher, H.P. Merkle, B. Gander // *Ultrasonics Sonochemistry*. – 2006. – V.13. – № 1. – P. 76–85.
23. Utilization of electromagnetic and acoustic irradiation in enhancing heterogeneous catalytic reactions / B. Toukoniitty, J.P. Mikkola, D.Y. Murzin, T. Salmi // *Trends in Chemical Engineering*. – 2008. – № 11. – P. 1544–1545.
24. Garcia-Lopez A., Sinha Enhanced D.N. Acoustic separation of oil-water emulsion in resonant cavities // *Acoustics Journal*. – 2008. – № 1. – P. 66–71.

Поступила: 13.11.2018 г.

Информация об авторах

Иванов В.П., доктор технических наук, профессор, профессор кафедры автомобильного транспорта Полоцкого государственного университета.

Дронченко В.А., старший преподаватель кафедры технологии и оборудования машиностроительного производства Полоцкого государственного университета.

Вигерина Т.В., кандидат технических наук, доцент, заведующая кафедрой автомобильного транспорта Полоцкого государственного университета.

Пилипенко С.В., кандидат технических наук, доцент кафедры автомобильного транспорта Полоцкого государственного университета.

UDC 629.123: 665.61

DISPOSAL OF OIL-CONTAINING WASTEWATER BY EMULSIFICATION AND BURNING

Vladimir P. Ivanov¹,
ivprem@tut.by

Vladimir A. Dronchenko¹,
v.dronchenko@psu.by

Tatiana V. Vigerina¹,
t.vigerina@psu.by

Stanislav V. Pilipenko¹,
44-08@mail.ru

¹ Polotsk State University,
29, Blokhin avenue, Novopolotsk, 211440, Belarus.

The relevance of the work is caused by the need to develop technology and appropriate equipment for disposal of oily wastewater that contain solutions of technical detergents, with the exception of their accumulation in significant volumes in the conditions of individual repair enterprises of medium and low power.

The aim of the work is to eliminate contamination of soil and water basin with oily wastewater with solutions of technical detergents, reduce the share of emissions of harmful substances into the environment during the disposal of the considered waste in industrial boilers.

Methods: theoretical studies of burning oily wastewater, with the inclusion of solutions of technical detergents; experimental studies of thermal processing of this type of pollutants by burning them with natural gas (or furnace fuel) on an operating industrial steam boiler, with a nominal steam production of 6,5 t/h.

Results. The authors have developed and proposed to use the efficient (from an environmental and economic point of view) technology and equipment for storing and treating waste water with oily waste and its subsequent utilization, by burning together with natural gas (or furnace fuel), in the existing industrial steam boiler. The presence of water in the fuel (about 10 %) increases the efficiency of its combustion, while reducing emissions of nitrogen oxides into the environment. The authors studied the features of the transformation mechanisms that occur during formation of water-fuel emulsion droplets and their subsequent combustion. The use of the energy source separated from the oil-containing waste water allows reducing the consumption of boiler fuel by 3–5 %.

Key words:

Oily wastewater, emulsification, utilization, incineration, emission to the environment.

REFERENCES

- Mazumder D., Mukherjee S. Treatment of Automobile Service Station Wastewater by Coagulation and Activated Sludge Process international. *Journal of Environmental Science and Development*, 2011, vol. 2, no. 1, pp. 64–69.
- Syed S.A.S., Yi W., Song H., Sheng S., Jun X. Thermochemical processing of sewage sludge to energy and fuel: Fundamentals, challenges and considerations. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 2017, no. 80, pp. 888–913.
- Abdul R., Vineet S.S., Jun He., Wafa D., Dionysios D.D., Wei W., Ming Z. Opportunities and challenges in sustainable treatment and resource reuse of sewage sludge. *Chemical Engineering Journal*, 2018, no. 337, pp. 616–641.
- Telnov N.F. Ochistka mashin i voprosy ekologii [Cleaning machines and environmental issues]. *Mechanization and electrification of agriculture*, 1996, no. 4, pp. 36–41.
- Dronchenko V.A. Using the waste of repair production as technological materials. *Proceedings of GOSNITI*, 2017, vol. 126, pp. 117–120. In Rus.
- Zaneti R.N., Etchepare R., Rubio J. Car wash wastewater treatment and water reuse – a case study. *Water Science & Technology*, 2013, no. 67.1, pp. 82–86.
- Almeida C.M.V.B., Borges D., Bonilla S.H., Giannetti B.F. Identifying improvements in water management of bus-washing stations in Brazil. *Resources, Conservation and Recycling*, 2010, no. 54 (11), pp. 821–831.
- Anderson J., Adin A., Crook J., Davis C., Hultquist R., Jimenez C. Climbing the ladder: a step by step approach to international guidelines for water recycling. *Water Science and Technology*, 2001, no. 43 (10), pp. 1–8.
- Dronchenko V.A., Semenov V.I. Protection of the environment from the harmful effects of waste solutions formed during the submersible cleaning of machines and parts. *Bulletin of Polotsk State University. Series: Building. Applied Science*, 2017, no. 8, pp. 194–199. In Rus.
- Yewen T., Douglas M.A., Thabimuthu K.V. CO₂ capture using oxygen combustion strategies for natural gas power plants. *Fuel*, 2002, vol. 81, no. 8, pp. 1007–1016.
- Wolfgang S. Qualitative and quantitative comparison of two promising oxy-fuel power cycles for CO₂ capture: Trans. ASME. *Gas Turbines and Power*, 2008, vol. 130, no. 3, pp. 1–11.
- Siegmund C.W., Turner D.W. NO_x emissions from industrial boilers: potential control methods. *Combustion*, 1973, vol. 45, no. 4, pp. 126–132.
- Shooter D., Brimblecombe P. Air quality indexing. *International Journal of Environment and Pollution*, 2009, vol. 36, pp. 1–3.
- Dronchenko V.A. Retsikling zhidkikh proizvodstvennykh otkhodov, soderzhashchikh nefteprodukty [Recycling of liquid industrial waste containing petroleum products]. *Resursosberegayushchie i ekologicheski chistye tekhnologii. Trudy vtoroy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Resource-saving and environmentally friendly technologies. Proc. of the second scientific and technical conference]. Ed. by A.I. Sviridenka. Grodno, 1997. Vol. 2, pp. 308–311.
- Barancucov M., Dronchenko V. Methods for re-use of waste metalworking faculties at an engineering plant. *European and National dimension in research: Materials of junior researchers' IV conf.* P. 3. Novopolotsk, Polotsk State University, 2012, pp. 65–67.
- Sherman F. *Emulsii* [Emulsions]. Leningrad, Khimiya Publ., 1972. 448 p.
- Dronchenko V.A. Getting a fine emulsion based on oily waste and its disposal. *Bulletin of Brest State Technical University. Engineering*, 2017, no. 4 (106), pp. 51–54. In Rus.
- Gopal E.S.R. *Rheology of Emulsions*. Oxford, Pergamon Press, 1963. 130 p.
- Batsiukov A., Dronchenko V. Determination experimental study of the water content effect in emulsion on its stability. *European and*

- National dimension in research: Materials of junior researches V conf.* P. 3. Novopolotsk, Polotsk State University, 2013. pp. 150–153.
20. Chen D., Sharma S.K., Mudhoo A. *Handbook on applications of ultrasound*. New York, Taylor & Francis Group, LLC, 2012. 118 p.
21. Sangave P.C., Pandit A.B. Ultrasound and enzyme assisted biodegradation of distillery waste water. *Journal of Environmental Management*, 2017, no 80, pp. 36–46.
22. Freitas S., Hielscher G., Merkle H.P., Gander B. Continuous contact and contamination-free ultrasonic emulsification a useful tool for pharmaceutical development and production. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2006, vol. 13, no. 1, pp. 76–85.
23. Toukoniitty B., Mikkola J.P., Murzin D.Y., Salmi T. Utilization of electromagnetic and acoustic irradiation in enhancing heterogeneous catalytic reactions. *Trends in Chemical Engineering*, 2008, no. 11, pp. 1544–1545.
24. García-Lopez A., Sinha D.N. Enhanced acoustic separation of oil-water emulsion in resonant cavities. *Acoustics Journal*, 2008, no. 1, pp. 66–71.

Received: 13 November 2018.

Information about the authors

Vladimir P. Ivanov, Dr. Sc., professor, Polotsk State University.

Vladimir A. Dronchenko, senior lecturer, Polotsk State University.

Tatiana V. Vigerina, Cand. Sc., associate professor, Polotsk State University.

Stanislav V. Pilipenko, Cand. Sc., associate professor, Polotsk State University.

УДК 631.41: 550.42

СОДЕРЖАНИЕ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПОЧВАХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОДАХ ПЛОСКОГОРЬЯ УКОК (ЮГО-ВОСТОЧНЫЙ АЛТАЙ)

Пузанов Александр Васильевич¹,
puzanov@iwer.ru

Бабошкина Светлана Вадимовна¹,
arsenide@rambler.ru

Балыкин Сергей Николаевич¹,
snbalykin@yandex.ru

Рождественская Тамара Анатольевна¹,
rtamara@iwer.ru

Салтыков Алексей Владимирович¹,
saltykovav@yandex.ru

¹ Институт водных и экологических проблем СО РАН,
Россия, 656038, г. Барнаул, ул. Молодежная, 1.

Актуальность исследования обусловлена слабой изученностью химического состава почв и поверхностных вод плоскогорья Укок, являющегося объектом всемирного наследия ЮНЕСКО.

Цель: изучить уровни содержания химических элементов в почвах и поверхностных водах центральной, южной и юго-восточной части плоскогорья Укок и дать эколого-биогеохимическую оценку этой малоизученной территории.

Объекты: основные типы почв (криоаридные и горные лугово-степные, горные луговые, горные тундровые) и поверхностные воды (реки Жумалы, Калгуты, Аргамжи, Ак-Алаха, Тархата и озеро Укок) плоскогорья Укок (Республика Алтай, Российская Федерация).

Методы. Содержание металлов в почвах определено методом эмиссионного спектрального анализа в Институте геологии и минералогии СО РАН, общее содержание микроэлементов в природных водах – в химико-аналитическом центре ИВЭП СО РАН спектрометрическим методом с использованием электротермической атомизации.

Результаты. Представлен химический состав различных типов почв и поверхностных вод высокогорного плоскогорья Укок. Уровни содержания химических элементов в почвах плоскогорья не превышают их кларков в почвенном покрове и соответствуют их концентрациям в горно-тундровых почвах Алтая. Исключением являются почвы и почвообразующие породы над Калгутинским W-Mo-V-Si месторождением, где отмечается аномально высокое содержание вольфрама – до 30–60 мг/кг. С ореолами рассеяния и воздействием отвалов штольни и хвостохранилища обоганительной фабрики этого месторождения мы связываем повышенное содержание Si в водах реки Калгуты – 16 мкг/дм³ и в почвах бассейна. Почвы плоскогорья отличаются невысоким валовым содержанием P и Ca, но обогащены калием – его содержание превышает 2 % в большинстве образцов. Концентрация фосфора в почвах плоскогорья Укок возрастает с запада на восток, от выровненной (центральной) части к горным окаймлениям, что обусловлено фосфоритонасностью коренных пород Алтае-Саянской горной страны. Низкие значения элювиально-аккумулятивных коэффициентов большинства металлов в изученных почвах плоскогорья могут служить показателем отсутствия на данный момент здесь выраженного антропогенного загрязнения. Содержание большинства элементов в почвах увеличивается с глубиной. В горно-тундровых торфянистых почвах под ерником обнаружена биогенная аккумуляция Mn. Для степных почв отмечено некоторое накопление в поверхностных горизонтах Zn, Cr, V и Ni. Наиболее равномерным распределением отличается Pb и Zn. Исходная неоднородность моренных и озерно-ледниковых отложений определяет разнообразие внутрипрофильного распределения металлов в почвах, на них сформированных. Не выявлено четкой зависимости содержания большинства макро- и микроэлементов в поверхностных водах от уровня их концентраций в почвах. Тем не менее отмечено повышение интенсивности водной миграции железа в заболоченных ландшафтах Бертекской части бассейна реки Ак-Алаха, в водах которой обнаружено его наиболее высокое содержание.

Ключевые слова:

Юго-Восточный Алтай, плоскогорье Укок, почвы, поверхностные воды, макро- и микроэлементы.

Введение

Высокогорное плоскогорье Укок расположено на территории Кош-Агачского административного района Республики Алтай. В 1994 г. в южной части плато была создана «Зона покоя Укок», а в 1998 – в составе номинации «Золотые горы Алтая» уникальная территория плоскогорья получила статус объекта Всемирного наследия ЮНЕСКО [1].

Плоскогорье до настоящего времени остается слабо изученным, возможно, вследствие труднодоступности,

хотя в последнее время является объектом внимания многих специалистов: климатологов [2], географов [1, 3], ботаников [4, 5], почвоведов [6, 7]. Информация о химическом составе почв и поверхностных вод плоскогорья Укок в литературе практически не встречается. Между тем почвенному покрову уникальных природных ландшафтов горных территорий принадлежит важная роль в подержании и сохранении биоразнообразия [8–10].

Цель исследования – охарактеризовать содержания химических элементов в почвах и поверхностных водах

центральной, южной и юго-восточной части плоскогорья Укок и дать эколого-биогеохимическую оценку этой малоизученной территории.

Объекты и методы исследования

Район исследований расположен в пределах Российской Федерации, Республики Алтай (рис. 1). Территория плато Укок ограничена на юге хребтами Сайлюгем, Табын-Богдо-Ола, Южный Алтай, на севере – Южно-Чуйским хребтом.

Основными типами почвенного покрова плоскогорья являются: горно-луговые, горно-тундровые, а также горные лугово-степные каштановидные и каштановые почвы [11], названные позднее В.И. Волковинцером [12] степными криоаридными. Биогеохимическая обстановка на исследуемой территории осложняется расположением в северо-восточной ее части Калгутинского W-Mo-V-Cu месторождения. Производственные объекты (штольни,

хвостохранилища, установки первичного обогащения руд) находятся на водоразделе рек Калгуты и Жумалы. Эксплуатация предприятия в 2008 г. (после выработки наиболее богатой жилы) была приостановлена. Почвенные профили (34) заложены в системе ландшафтно-геохимических профилей (8) в бассейнах рек: Калгуты, Жумалы, Ак-Алаха, Тархата, Аргамжи и озера Укок (рис. 2). Описание почв и их опробование выполнены по генетическим горизонтам.

Содержание металлов в почвах определяли в Институте геологии и минералогии СО РАН методом эмиссионного спектрального анализа. Проанализировано 143 почвенных образца. Общее содержание микроэлементов в природных водах определено в Институте водных и экологических проблем СО РАН на приборе SOLAAR M-6 спектрометрическим методом с использованием электротермической атомизации.



Рис. 1. Расположение района исследований на территории Российской Федерации

Fig. 1. Research area location on the territory of the Russian Federation

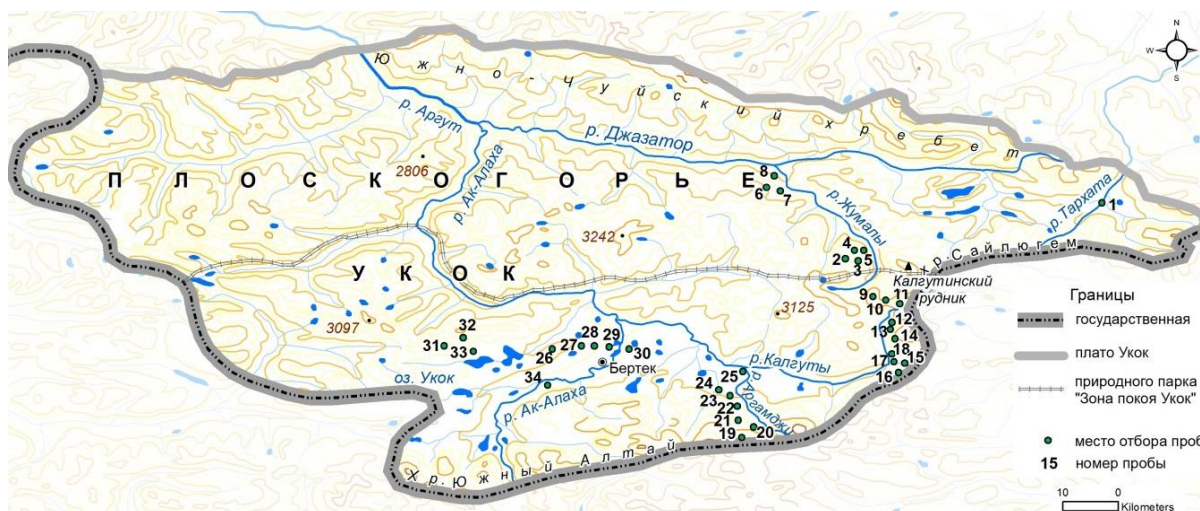


Рис. 2. Расположение почвенных разрезов на плоскогорье Укок

Fig. 2. Soil sections location in the Ukok plateau

Таблица 1. Концентрации химических элементов (мг/кг) в почвах плоскогорья Укок

Table 1. Chemical elements (mg/kg) in soils of the Ukok plateau

Элемент Chemical element	Lim	M ±m	V, %	Кларк в почвах мира [13] Clark in the soils of the world	Среднее содержание в почвах Западной Сибири [14] Average content in soils of Western Siberia
Si	10000–350000	220000 ±10000	43	330000	–
Al	2000–80000	35000 ±2000	54	71300	–
Fe	3000–80000	28000 ±1000	62	38000	25104±5273
Na	1000–30000	11000 ±50	56	63000	–
K	6000–230000	20000 ±2000	98	13600	–
Ca	1000–50000	8000 ±800	118	13700	–
Mg	4000–40000	13200±480	44	18700	–
Ti	300–5000	2910 ±112	47	4600	3352±73
Mn	60–5000	656 ±46	85	850	797±19
P	100–1000	640 ±18	36	800	679±17
Ni	6–150	42 ±1,8	53	40	42±11
Co	2–30	12,5 ±0,6	56	8	13±1
Cr	6–200	62 ±3	68	200	84±1
V	6–150	69 ±3	49	88	87±2
Cu	6–200	28 ±2	96	20	31±1
Pb	3–30	12 ±0,5	51	10	18±1
Zn	40–80	51 ±1	18	60	73±1
Mo	2–8	2,3 ±0,1	36	2	4,3±0,1
W	<10–60	–	–	1,3	–

Здесь и далее: Lim – пределы колебаний, M – среднее содержание, m – ошибка среднего, n – число проб, V – коэффициент вариации, прочерк – нет данных.

Note: Lim – variation limits, M – average content, m – mean error, n – number of samples, V – coefficient of variation, dash – data are not available.

Результаты и обсуждение

Валовые содержания Si, Al, Ti и Fe в почвах центральной, южной и юго-восточной части плоскогорья Укок заметно ниже их кларков для почв мира [13]. Почвы плоскогорья характеризуются невысоким валовым содержанием P и Ca, но обогащены калием – его содержание превышает 2 % в большинстве образцов. В целом содержания макроэлементов в почвах в границах исследуемой части плоскогорья Укок сопоставимы с величинами их средних содержаний в почвах Западной Сибири (табл. 1) [14]. Среднее валовое содержание Mn в почвах плоскогорья Укок не превышает уровень его концентраций, характерных для горно-тундровых почв Алтая (681 мг/кг) [15]. Торфяные горизонты горно-тундровых почв под ерниками в бассейне р. Жумалы (разрезы 4, 7), а также верхние горизонты горно-луговых альпийских почв под разнотравно-дриадовыми фитоценозами (разрезы 13, 14, бассейн р. Калгуты) отличаются повышенным содержанием марганца (до 1000 и 5000 мг/кг соответственно). Высоким содержанием Mn (до 3000 мг/кг) отличается верхний (окисленный) слой глеевого надмерзлотного горизонта лугово-болотной почвы в Бертекской котловине (разрез 28).

Валовое содержание Cu в почвах исследуемой территории также существенно варьирует, но в целом соответствует среднему содержанию Cu в горно-тундровых (31,9±3,4 мг/кг) и горно-луговых (26,9±2,9 мг/кг) почвах Алтая [15]. Повышенным (до 150–200 мг/кг) содержанием Cu характеризуется горно-тундровая торфянистая почва в бассейне р. Жумалы (разрез 7). Очевидно, на микроэлементный состав компонентов ландшафтов бассейна оказывают влияние не только рудные тела и ореолы рассеяния Калгутинского редкометального месторождения [16], но и объекты горнорудного производства

(отвалы штольни, хвостохранилище) [17], расположенные у истоков реки (известно, что медь в процессе извлечения вольфрама и молибдена практически полностью переходила в отходы). Валовой Zn в почвах исследуемой территории распределяется довольно равномерно. Значения его концентраций согласуются с данными (52±1,5 мг/кг), приведенными для горно-луговых и горно-тундровых почв Алтая [15]. В горной лугово-степной каштановидной почве бассейна р. Тархата отмечено повышенное (превышающее кларк для почв) содержание цинка. Валовое содержание Co в 1/3 всех проб превышает кларк более чем в 2 раза, но в среднем соответствует уровням его концентраций [15], характерных для горно-тундровых и горно-луговых почв Алтая (14,1±1,0 и 11,1±1,3 мг/кг соответственно). Низким его содержанием отличаются почвы горных склонов в восточной части плоскогорья, повышенным – почвы Бертекской котловины. В почвообразующих породах южных склонов массива Табын-Богдо-Ола (бассейн р. Аргамжи) было обнаружено до 30 мг/кг Co. Среднее содержание V в почвах центральной, южной и юго-западной частей плоскогорья ниже кларка и не превышает его среднюю концентрацию в почвах Алтая. Для верхних горизонтов горно-луговых и горно-тундровых почв в районе озера Укок характерно содержание ванадия меньше 45 мг/кг. Почвы над ореолами рассеяния Калгутинского месторождения отличаются неравномерным характером пространственного распределения ванадия: невысокое его содержание обнаружено в почвах бассейна р. Калгуты, но повышенное (до 150 мг/кг) – в почвах бассейна р. Жумалы, что определяется, возможно, как жильным характером рудопоявления, так и влиянием объектов Калгутинского рудника, расположенных в истоках реки. В исследуемых почвах отмечено значительное варьирование содержания Cr,

но уровень его концентраций не превышает кларк для почв. В поверхностных горизонтах содержание хрома, как правило, значительно ниже, чем в почвообразующих породах (от 10–60 до 100 мг/кг соответственно), особенно в бассейне р. Жумалы (до 100–150 мг/кг). Среднее валовое содержание Ni в почвах плоскогорья Укок не превышает значений его концентраций в почвах Алтая – 64 мг/кг [18] и находится на уровне кларка. Биогенное накопление Ni в почвах плоскогорья не выражено, что согласуется с выводами других авторов [18]. Максимумы концентраций Ni отмечены в горно-лугово-степной каштановидной почве на элювиальных отложениях окрестностей оз. Тархатинское (до 150 мг/кг в горизонте В). В почвах и почвообразующих породах над Калгутинским месторождением выявлено наиболее высокое содержание вольфрама (30–60 мг/кг), на порядок превышающее его кларк в почвах [13] – 1,3 мг/кг. Наиболее высокое содержание фосфора характерно для почв западных отрогов хр.

Сайлюгем (разр. 2–8, 12, 13) – до 1500 мг/кг. Заметно меньшим содержанием Р отличаются почвы в бассейне озера Укок – от 100 до 500 мг/кг. Промежуточное положение по содержанию Р (от 500 до 800 мг/кг) занимают почвы Бертекской котловины. Таким образом, уровень содержания фосфора в почвах плоскогорья Укок увеличивается в направлении запад–восток, от выровненной (центральной) части к горным окаймлениям, что объясняется в том числе фосфоритовостью коренных отложений Алтае-Саянской горной страны [14]. Сравнивая почвы на разных породах, необходимо отметить, что горно-тундровые дерновые почвы травянистых тундр, сформированные на элювиальных и делювиальных отложениях, отличаются заметно меньшим валовым содержанием в мелкозем Si, Al, Fe, P, Mn, Cu, Ni, чем аналогичные почвы на моренных отложениях (табл. 2), что связано, очевидно, с несколько лучшей переработанностью и отсортированностью материала последних.

Таблица 2. Содержания химических элементов в почвах плоскогорья Укок на различных почвообразующих породах

Table 2. Chemical elements in soils of the Ukok plateau on various soil-forming rocks

Показатель Statistical indicator	Si	Ca	Al	Fe	Mn	P	Cu	Pb	Ni	Cr	Co
	%				мг/кг (mg/kg)						
Почвы элювиально-делювиальных отложений, n=28 Soils of eluvial-deluvial deposits, the number of samples is 28											
M±m	16±2	0,7±0,1	3,5±0,4	3,0 ±0,5	515±35	520±35	20±2	8±1	35±3	65±8	12±1,5
Lim	2–35	0,2–4,0	0,2–8,0	0,2–8	60–1000	100–800	6–40	3–20	6–60	10–150	2–30
V, %	25	116	66	76	37	38	53	49	54	71	67
Почвы на моренных отложениях, n=23 Soils on moraine deposits, the number of samples is 23											
M±m	24±2	0,5±0,1	4,0±0,5	3,0±0,5	600±40	700±30	30±3,5	12±1	50±4	80 8	15±1,5
Lim	3–30	0,2–1,5	0,5–8,0	0,8–5,0	150–800	602–1000	6–80	6–30	10–80	10–150	2–30
V, %	33	68	48	49	79	23	58	42	31	47	51
Почвы на морене с выходами коренных пород, n=39 Soils on moraine deposits with bedrock outcrops, the number of samples is 39											
M±m	22±1,5	0,5±0,1	4,0±0,3	2,0±0,2	760±150	700±45	30±5	15±1	30±3	43±6	11±1
Lim	6–35	0,2–1,5	0,4–8,0	0,4–6,0	200–5000	100–1500	8–200	6–30	6–80	6–150	2–30
V, %	39	66	50	57	119	39	103	43	53	83	59
Почвы на озерно-аллювиальных отложениях котловин, n=37 Soils on lacustrine-alluvial sediments of depressions, the number of samples is 37											
M±m	25±1	1,2±0,2	4,0±0,2	3,0±0,3	680±75	640±30	20±2	11±0,5	50±4	65±6	13±1
Lim	6–35	0,2–3,0	0,5–8,0	0,6–5,0	60–3000	300–1000	10–40	6–20	30–150	10–200	2–30
V, %	27	98	46	50	68	26	46	36	46	60	40

Отметим, что сами моренные отложения, как почвообразующая порода, также отличаются заметно более высоким содержанием Si, P, а также Cu, Pb, Ni и Cr, тогда как в хлорит-серицитовых сланцах закономерно отмечается более высокое содержание Al, Fe, Mn. Почвы и почвообразующие породы озерно-аллювиальных отложений котловин и речных долин плоскогорья отличаются заметно более высоким валовым содержанием Si и Ca. Вероятно, эти особенности напрямую связаны с происхождением этих отложений, их образованием на месте высохших озер, участием в их составе скелетных частей водных организмов.

В практике геологических, геохимических, палеоклиматических исследований индикационный метод соотношения содержаний различных элементов используется для выяснения условий формирования почв, генезиса, степени зрелости отложений [14, 19]. Так, например, отношение содержания Sr/Ba в почвах чувствительно к изменению гидротермических условий и возрастает с усилением аридности климата: в экстрааридных услови-

ях величина Sr/Ba может превышать 10, в степных районах составляет около 1, а в лесных снижается до 0,1 [13], что объясняется выносом из почвенной толщи более лабильного Sr. В почвах и почвообразующих породах плоскогорья Укок величина Sr/Ba редко превышает 1, в среднем составляя 0,59±0,03, что свидетельствует о хороших условиях увлажнения и дренажа. Использование соотношения (K+Ca)/Ti основано на том, что Ti является малоподвижным элементом и чем ниже величина отношения (K+Ca)/Ti, тем выше степень выветривания материала, слагающего рассматриваемые отложения [19]. В работе по почвам плоскогорья Укок в бассейне р. Акколь авторы отмечают более низкие отношения (в среднем, 6,9±0,3) в почвах на участках, обращенных на север, что свидетельствует, по их мнению, о повышенной степени их зрелости, по сравнению с почвами южных склонов, где отношения (K+Ca)/Ti составляют в среднем 7,1±0,3. В исследуемых нами горно-тундровых торфянистых почвах на северных склонах величины соотноше-

ний $(K+Ca)/Ti$ минимальны (в среднем $8,6 \pm 1,9$, $C_v=43\%$), что свидетельствует, очевидно, о более интенсивных процессах выветривания, чем в горно-тундровых дерновых почвах более сухих южных склонов, в которых соотношение $(K+Ca)/Ti$ немного выше (в среднем $9,7 \pm 1,7$).

В профильном распределении большинства металлов в почвах изученной территории можно отметить увеличение их концентрации с глубиной, причем более монотонным распределением отличаются почвы с укороченным профилем на элювиальных и делювиальных отложениях (рис. 3, Г).

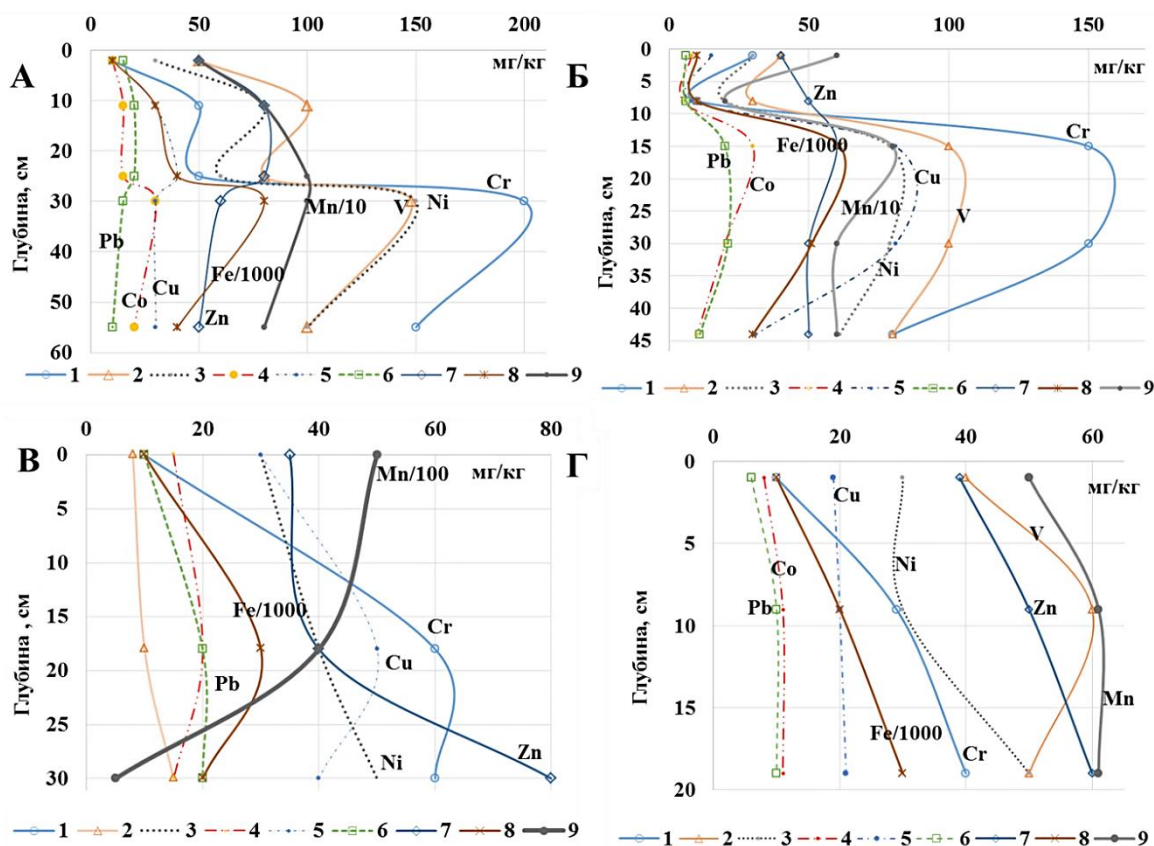


Рис. 3. Радиальное распределение металлов в различных типах почв плоскогорья Укок: А) в каштановых почвах разнотравно-злаковых степей на озерно-аллювиальных отложениях; Б, В) в горно-тундровых торфянистых почвах под ерником (Б) на моренных отложениях с выходами коренных пород, В) на моренных отложениях; Г) в горно-тундровых дерновых почвах под кобрезиевыми растительными сообществами на элювиальных отложениях. 1 – Cr, 2 – V, 3 – Ni, 4 – Co, 5 – Cu, 6 – Pb, 7 – Zn, 8 – Fe/1000, 9 – Mn/10 (Mn/100 – для В)

Fig. 3. Radial distribution of metals in different soils of the Ukok plateau: А) in chestnut soils (Mollic Leptosols Eutric) of forb-grass steppes on lacustrine-alluvial sediments; Б, В) in mountain tundra peaty soils (Lithic Leptosols Brunic) under yernik (Б) on moraine deposits with bedrock outcrops, В) on moraine deposits; Г) mountain tundra sod soils (Lithic Leptosols Brunic) under kobresia plant communities on eluvial deposits. 1 – Cr, 2 – V, 3 – Ni, 4 – Co, 5 – Cu, 6 – Pb, 7 – Zn, 8 – Fe/1000, 9 – Mn/10 (Mn/100 – for В)

Распределение металлов более разнообразно в почвах на моренных и озерно-ледниковых отложениях, что, очевидно, обусловлено их исходной неоднородностью. Небольшое накопление Zn, Cr, V, Ni в подгумусовых горизонтах степных почв плоскогорья с выраженным дерновым почвообразовательным процессом (рис. 3, А) связано, возможно, с нисходящим перемещением (просыпанием) гумусированного мелкозема с повышенными концентрациями микроэлементов из верхних горизонтов в нижележащие. Часто и в переходных уплотненных ВС горизонтах можно наблюдать повышенное содержание в мелкоземе Cr, V, Cu, Ni, а также Fe и Mn (рис. 3, А, Б). Наиболее равномерным профильным распределением отличается Pb, стоящий в ряду интенсивности поступления микроэлементов в растения на последнем месте [20]. Биогенное накоп-

ление в горно-тундровых почвах под ерниковой тундрой характерно для марганца (рис. 3, В). Возможно, это связано с интенсивным его поглощением кустарниками [21]. Низкие значения элювиально-аккумулятивных коэффициентов большинства металлов в изученных почвах плоскогорья могут служить показателем отсутствия здесь явного антропогенного загрязнения.

Общее содержание Fe, Mn, Cu, Zn в природных поверхностных водах плоскогорья не высокое (табл. 3). Низкое содержание Si обусловлено преимущественно ледниковым питанием рек плоскогорья. Более высокое содержание Cu в водах р. Калгуты – 16 мкг/дм^3 , так же, как и в почвах бассейна, очевидно, является проявлением не только ореолов рассеяния Калгутинского месторождения, но связано и с воздействием отвалов штольни и

хвостохранилища обогатительной фабрики. Четкой зависимости химического состава вод от содержания макро- и микроэлементов в почвах нами обнаружено не было. Однако можно отметить, что наиболее высокому содержанию Mg и Zn в водах р. Тархата соответствует и повышенное содержание этих элементов в почвах (табл. 3). Обратная зависимость обнаружена для Ca. Наименьшее его содержание в почвах бассейна р. Тархата сопровождается его относительно высокими концентрациями в водах реки, что свидетельствует о лабильности Ca в условиях окислительной обстановки степных ландшафтов Тархатинской котловины. В отношении железа наблюдается обратная закономерность. При сравнительно высоком его содержании в почвах и почвообразующих породах Тархатинской котловины ($6,0 \pm 3,9$ %) содержание его в водах р. Тархата (ультрапресных, но в сравнении с другими водотоками, с более высоким содержанием водорастворимых солей – 122 мг/дм^3) самое низкое ($0,02 \text{ мг/дм}^3$). Степные ландшафты Тархатинской котловины характеризуются невысокой ($K_x=0,27$) интенсивностью водной миграции железа [22]. Наиболее по-

движно железо в заболоченных ландшафтах дна Бертекской котловины. Это обусловлено формированием здесь восстановительной обстановки [23], а также снижением актуальной кислотности почв [24]. При не самом высоком среднем содержании Fe в почвообразующих породах ($3,0 \pm 0,4$ %) содержание его в водах р. Ак-Алаха (с низким общим содержанием водорастворимых солей – 60 мг/дм^3) самое высокое из исследуемых природных вод плоскогорья ($0,33 \text{ мг/дм}^3$). Поэтому интенсивность водной миграции Fe в местах заболоченных ландшафтов Бертекской части бассейна р. Ак-Алаха довольно велика, $K_x(\text{Fe})=18,3$. Медь наиболее интенсивно поступает в природные воды в пределах водосборного бассейна р. Калгуты ($K_x=9,1$), чему способствует рудопроявление Калгутинской W-Mo-Cu зоны, а также воздействие насыщенных медью отходов рудника, расположенных в долине реки. В Бертекской котловине $K_x(\text{Cu})=8,6$. В бассейне р. Тархата при наиболее высоком содержании Cu в почвах и почвообразующих породах и невысокой концентрации в природных водах интенсивность её водной миграции наиболее низкая, $K_x=2,9$.

Таблица 3. Среднее валовое содержание некоторых макро- и микроэлементов в почвах водосборных бассейнов разных рек плоскогорья Укок и их общее содержание в поверхностных водах

Table 3. Average gross content of some macro- and microelements in soils of catchment basins of different rivers of the Ukok plateau and their total content in surface waters

Показатель Statistical indicator	Si	Ca	Mg	Mn	Fe	Cu	Zn
	%					мг/кг (mg/kg)	
Почвы бассейна р. Калгуты/Soils of the river Kalguty basin							
M±m, n=42	22±1	0,8±0,2	1,4±0,1	550±30	2,8±0,3	23±2	48±1
Lim	8,0–35	0,2–5,0	0,4–3,0	40–1000	1,0–8,0	6–80	40–60
V, %	40	121	38	37	68	20	17
Кэа, M±m, n=10	0,4±0,1	0,8±0,3	0,5±0,05	0,9±0,2	0,3±0,05	0,5±0,1	0,9±0,05
Поверхностные воды, устье р. Калгуты/Surface water, Kalguty estuary							
Содержание, мг/дм³/Concentration, mg/dm³	3,0	16	2,4	<0,01	0,11	0,016	0,005
Почвы бассейна р. Аргамжи/Soils of the river Argamzhi basin							
M±m, n=31	20 ±2	1,1±0,2	1,3±0,1	520±30	3,1±0,3	26±3	51±1
Lim	6–30	0,1–4,0	0,8–2,0	100–800	0,3–8,0	6–80	40–60
V, %	48	118	34	33	63	69	13
Кэа, M±m, n=7	0,3±0,1	0,7±0,3	0,6±0,1	0,8±0,1	0,2±0,05	0,5±0,1	1,0±0,1
Поверхностные воды (устье р. Аргамжи)/Surface water (Argamzhi estuary)							
Содержание, мг/дм³/Concentration, mg/dm³	0,22	12	0,4	<0,01	0,04	0,006	0,015
Почвы бассейна р. Ак-Алаха (Бертекская котловина) Soils of the river Ak-Alakh basin (Bertek basin)							
M±m, n=27	26±1	1,0±0,2	1,2±0,1	725±100	2,7±0,2	21±2	48±1
Lim	10–30	0,2–4,0	0,6–2,0	60–3000	1,0–5,0	10–40	10–20
V, %	21	87	32	71	36	42	47
Кэа, M±m, n=5	0,9±0,2	0,3±0,1	0,7±0,1	2,7±1,8	0,7±0,2	0,8±0,3	1,1±0,1
Поверхностные воды (устье р. Ак-Алаха)/Surface water (Ak-Alakh estuary)							
Содержание, мг/дм³/Concentration, mg/dm³	0,77	12	2,4	0,02	0,33	0,011	0,019
Почвы бассейна оз. Укок/Soils of lake Ukok basin							
M±m, n=11	11±5	0,3±0,1	1,1±0,3	570±160	2,2±1,2	22±6	51±4
Lim	1–30	0,1–0,5	0,3–2,0	60–1000	0,3–6,0	6–40	40–60
V, %	87	36	45	48	96	48	12
Кэа, M±m, n=3	0,2±0,1	0,6±0,1	0,4±0,1	0,6±0,3	0,2±0,15	0,5±0,4	0,8±0,5
Поверхностные (озерные) воды/Surface (lake) waters							
Содержание, мг/дм³/Concentration, mg/dm³	0,67	12	2,4	<0,01	<0,01	0,003	0,005
Почвы бассейна р. Тархата/Soils of the river Tarkhat basin							
M±m, n=7	27±6	0,4±0,05	1,8±0,7	820±120	4,0±1,5	28±7	65 ±9
Lim	10–35	0,3–0,5	0,6–3,0	500–1000	1,0–8,0	10–40	50–80
V, %	36	22	61	25	64	25	24
Кэа, M±m, n=1	0,3	1,7	0,2	0,6	0,25	0,3	1
Поверхностные воды (устье р. Тархата)/Surface waters (Tarkhat estuary)							
Содержание, мг/дм³/Concentration, mg/dm³	2,84	32	7,2	<0,01	0,02	0,010	0,020

Примечания: Кэа – элювиально-аккумулятивный коэффициент.

Note: Кэа – eluvial-accumulative coefficient.

Выводы

1. Концентрации большинства химических элементов в почвах центральной, южной и юго-восточной частей плоскогорья Укок не превышают их кларки в почвах и в целом соответствуют уровню их содержания в высокогорных почвах Алтая. Содержание Si, Al, Ti, Fe, P и Na в почвах изученной территории заметно ниже кларка. Почвы плоскогорья обогащены K.
2. Почвы на элювиальных и делювиальных отложениях плоскогорья Укок отличаются заметно меньшим валовым содержанием в мелкоземной фракции Si, Al, Fe, P, Mn, Cu, Ni, чем почвы, сформированные на моренных отложениях. Почвы и почвообразующие породы озерно-аллювиальных отложений котловин и речных долин характеризуются более высоким валовым содержанием Si и Ca. В элювиальных почвообразующих породах метаморфического происхождения – хлорит-серицитовых сланцах – отмечается более высокое содержание Al, Fe, Mn.
3. Более высоким содержанием фосфора отличаются почвы северо-восточного горного окаймления плоскогорья в связи с фосфоритовостью коренных пород Алтае-Саянской горной страны, тогда как в депрессиях концентрации фосфора в почвах невысоки.
4. Концентрации большинства элементов в почвах плоскогорья Укок увеличиваются с глубиной. Для марганца характерно биогенное накопление в поверхностных горизонтах горно-тундровых торфянистых почв, развитых под ерниковыми растительными сообществами.
5. Четкой зависимости химического состава вод от содержания большинства макро- и микроэлементов в почвах не выявлено. Тем не менее отмечено влияние ореолов рассеяния Калгутинского месторождения на биогеохимическую обстановку бассейнов рек Калгуты и Жумалы. Формирование восстановительной обстановки на заболоченных участках Бертекской котловины определяет относительно более высокое содержание железа в водах реки Ак-Алаха.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Укок (прошлое, настоящее, будущее) / А.Н. Рудой, З.В. Лысенкова, В.В. Рудский, М.Ю. Шишин. – Барнаул: Изд-во Алтайского государственного университета, 2000. – 172 с.
2. Харламова Н.Ф. Климатические особенности плоскогорья Укок и прилегающих территорий // Известия Алтайского государственного университета. – 2004. – Вып. 3. – С. 71–77.
3. Ландшафтное планирование природного парка «Зона покоя Укок» (Республика Алтай) / В.Г. Бабин, Ю.М. Семёнов, А.В. Шитов, М.Г. Сухова, Н.А. Кочеева, О.В. Журавлёва, А.И. Минаев, А.В. Каранин // География и природные ресурсы. – 2011. – № 3. – С. 38–45.
4. Дьяченко С.А. Флора плоскогорья Укок и ее охрана: автореф. дис. ... канд. биол. наук. – Барнаул, 2000. – 23 с.
5. Макунина Н.И. О тундростепи в горах Южной Сибири // Экология и география растений и растительных сообществ: материалы IV Международной научной конференции. – Екатеринбург: Гуманитарный университет, 2018. – С. 533–537.
6. Ecological-geographical aspects of soil complex types allocation at the Ukok Plateau using remote sensing studies / S.Y. Kudryashova, L.Y. Ditts, A.V. Chichulin, A.S. Chumbaev, G.F. Miller, A.N. Bezborodova // Contemporary problems of ecology. – 2012. – V. 5. – № 5. – P. 516–521.
7. Спирина В.З., Раудина Т.В. Особенности почвообразования и пространственного распространения почв высокогорных склонов Юго-Восточного Алтая // Вестник Томского государственного университета. – 2015. – № 2 (30). – С. 6–19.
8. Spehn E., Körner C. Mountain Biodiversity and global change. Mountain Biodiversity and global change. – Schopfheim: Print Media Works, 2005. – 10 p.
9. Venevsky S., Venevskaya I. Hierarchical systematic conservation planning at the national level: identifying national biodiversity hotspots using abiotic factors in Russia // Biological Conservation. – 2005. – V. 124. – P. 235–251.
10. How soil and elevation shape local plant biodiversity in a Mediterranean hotspot / R. Molina-Venegas, A. Aparicio, S. Lavergne, J. Arroyo // Biodiversity and conservation. – 2016. – V. 25. – Iss. 6. – P. 1133–1149.
11. Почвы Горно-Алтайской автономной области / под ред. Р.В. Ковалева. – Новосибирск: Наука, 1973. – 352 с.
12. Волковинцев В.И. Степные криоаридные почвы. – Новосибирск: Наука, 1978. – 208 с.
13. Виноградов А.П. Геохимия редких и рассеянных химических элементов в почвах. – М.: Изд-во АН СССР, 1957. – 234 с.
14. Сысо А.И. Закономерности распределения химических элементов в почвообразующих породах и почвах Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 144 с.
15. Ельчинова О.А. Микроэлементы в наземных экосистемах Алтайской горной области: дис. ... д-ра наук. – Барнаул, 2009. – 404 с.
16. Timofeev I., Kosheleva N., Kasimov N. Contamination of soils by potentially toxic elements in the impact zone of tungsten-molybdenum ore mine in the Baikal region: a survey and risk assessment // The Science of the Total Environment. – 2018. – V. 642. – P. 63–76.
17. Kosheleva N.E., Kasimov N.S., Timofeev I.V. Potentially toxic elements in urban soil catenas of W-Mo (Zakamensk, Russia) and Cu-Mo (Erdenet, Mongolia) mining areas // Journal of soils and sediments. – 2018. – V. 18. – Iss. 6. – P. 2318–2334.
18. Архипов И.А. Никель в почвах Алтая // Мир науки, культуры, образования. – 2008. – № 2 (9). – С. 16–19.
19. Egli M., Lessovaia S.N., Chistyakov K., Inozemzev S., Polekhovsky Yu., Ganyushkin D. Microclimate affects soil chemical and mineralogical properties of cold alpine soils of the Altai Mountains (Russia) // Journal of Soils and Sediments. – 2015. – V. 15. – Iss. 6. – P. 1420–1436.
20. Kabata-Pendias A. Trace elements in soils and plants. 4th ed. – Boca Raton: CRC Press, 2011. – 534 p.
21. Мальгин М.А. Биогеохимия микроэлементов в Горном Алтае. – Новосибирск: Наука, 1978. – 272 с.
22. Перельман А.И. Геохимия ландшафта. – М.: Изд-во «Высшая школа», 1975. – 342 с.
23. Iron speciation at the riverbank surface in wetland and potential impact on the mobility of trace metals / G. Ratie, D. Vantelon, E.L. Kalahoodi, I. Bihannic, A.C. Pierson-Wickmann, M. Davranche // Science of the total environment. – 2019. – V. 651. – P. 1. – P. 443–455.
24. The influence of climate and topography on chemical weathering of granitic regoliths in the monsoon region of China / M. Haireo, Z. Zhiqi, C. Lifeng, L. Congqiang // Acta Geochimica. – 2018. – V. 37. – Iss. 5. – P. 758–768.

Поступила: 25.03.2019 г.

Информация об авторах

Пузанов А.В., доктор биологических наук, директор Института водных и экологических проблем СО РАН.

Бабошкина С.В., кандидат биологических наук, старший научный сотрудник Института водных и экологических проблем СО РАН.

Балыкин С.Н., кандидат биологических наук, старший научный сотрудник Института водных и экологических проблем СО РАН.

Рождественская Т.А., кандидат биологических наук, старший научный сотрудник Института водных и экологических проблем СО РАН.

Салтыков А.В., научный сотрудник Института водных и экологических проблем СО РАН, Россия.

UDC 631.41: 550.42

CHEMICAL ELEMENTS IN SOILS AND SURFACE WATERS OF THE UKOK PLATEAU (SOUTH-EASTERN ALTAI)

Aleksandr V. Puzanov,
puzanov@iwep.ru

Svetlana V. Baboshkina,
arsenide@rambler.ru

Sergey N. Balykin,
snbalykin@yandex.ru

Tamara A. Rozhdestvenskaya,
rtamara@iwep.ru

Aleksey V. Saltykov,
saltykovav@yandex.ru

¹ Institute for Water and Environmental Problems SB RAS,
1, Molodezhnaya street, Barnaul, 656038, Russia.

The relevance of the research is in the poorly studied chemical composition of soils and surface waters of the Ukok plateau – the UNESCO world heritage site.

The aim of the research is to study chemical elements content level in soils and surface waters of the central, southern and south-eastern parts of the Ukok plateau, to give an ecological and biogeochemical assessment of this little-studied area.

Objects: main soil types (Mollic Leptosols Eutric, Umbric Leptosols Dystric, Lithic Leptosols Brunic) and surface water (rivers Zhumaly, Kalguty, Argamzhi, Ak-Alakh, Tarkhat and lake Ukok) of the plateau Ukok (Altai Republic, Russian Federation).

Methods. Metal content in soils was determined by the approximate-quantitative emission spectral analysis at the Institute of Geochemistry and Mineralogy of SB RAS, while the content of trace elements in natural waters was defined by means of the atomic absorption spectrometry using electrothermal atomization at the Chemical Analytical Center of IWEP SB RAS.

Results. The paper presents the results of studying chemical composition of different types of soils and surface waters of the high-mountain plateau Ukok. The concentrations of chemical elements in soils of the plateau do not exceed their Clarks in the soil cover and correspond to those in the mountain-tundra soils of Altai, except for the soils and parent rocks above the Kalguty W-Mo-V-Cu deposit distinguished by the abnormally high content of tungsten (up to 30–60 mg/kg). The increased content of Cu in the waters of the river Kalguty (16 µg/dm³) and the soils of the basin is related to the halos and the influence of pilings and tailings of the concentration plant. The plateau soils are characterized by low gross content of P and Ca needed for plants, but enriched with potassium, the content of which exceeds 2 % in more than half of the samples. In soils of the Ukok plateau, P content increases from west to east, from true surface (central) part to the edging mountains that is due to phosphor presence in indigenous rocks of the Altai-Sayan mountain country. At present, low eluvial-accumulative ratios of metals in the studied soils of the plateau are evidence of the lack of pronounced anthropogenic pollution. The content of most elements in soils increases with depth. In mountain-tundra peat soils, the biogenic accumulation of Mn was found under dwarf birches. For steppe soils, some accumulation of Zn, Cr, V and Ni was observed in surface horizons. Pb and Zn had the most uniform distribution. The initial heterogeneity of moraine and lake-glacial deposits determines the diversity of intra-profile distribution of metals in the formed soils. Clear dependence of most macro- and microelements content in surface waters on their concentrations in soils was not established. Nevertheless, there was an increase in the intensity of water migration of iron in wetlands of the Bertek part of the Ak-Alakh river basin, where its content was the highest.

Key words:

South-Eastern Altai, Ukok plateau, soils, surface water, macro- and microelements.

REFERENCES

1. Rudoy A.N., Lysenkova Z.V., Rudskiy V.V., Shishin M.Yu. *Ukok (proshloe, nastoyashchee, budushchee)* [Plateau Ukok (past, present, future)]. Barnaul, Altai State University Publ., 2000. 172 p.
2. Kharlamova N.F. Climatic features of the Ukok plateau and surrounding areas. *Izvestiya of Altai State University*, 2004, Iss. 3, pp. 71–77. In Rus.
3. Babin V.G., Semyonov Yu.M., Shitov A.V., Suxova M.G., Kocheeva N.A., Zhuravlyova O.V., Minaev A.I., Karanin A.V. Landscape planning of the natural Park «Ukok rest Zone» (Altai Republic). *Geography and Natural Resources*, 2011, no. 3, pp. 38–45. In Rus.
4. Dyachenko S.A. *Flora ploskogorya Ukok i ee okhrana*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Flora of the Ukok plateau and its protection. Cand. Diss. Abstract]. Barnaul, 2000. 23 p.
5. Makunina N.I. O tundrostepi v gorakh Yuzhnoy Sibiri [About tundra in the mountains of southern Siberia]. *Ekologiya i geografiya rasteniy i rastitelnykh soobshchestv. Materialy IV Mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii* [Ecology and geography of plants and plant complexes. Proc. of the IV International conference]. Ekaterinburg, Humanitarian university Publ., 2018. pp. 533–537.
6. Kudryashova S.Y., Ditts L.Y., Chichulin A.V., Chumbaev A.S., Miller G.F., Bezborodova A.N. Ecological-geographical aspects of soil complex types allocation at the Ukok Plateau using remote sensing studies. *Contemporary problems of ecology*, 2012, vol. 5, no. 5, pp. 516–521.
7. Spirina V.Z., Raudina T.V. Features of soil formation and spatial distribution of soils of high-mountain slopes of the South-Eastern Altai. *Tomsk State University Journal*, 2015, no. 2 (30), pp. 6–19. In Rus.
8. Spehn E., Körner S. Mountain Biodiversity and global change. Schopfheim, Print Media Works, 2005. 10 p.
9. Venevsky S., Venevskaya I. Hierarchical systematic conservation planning at the national level: identifying national biodiversity

- hotspots using abiotic factors in Russia. *Biological Conservation*, 2005, vol. 124, pp. 235–251.
10. Molina-Venegas R., Aparicio A., Lavergne S., Arroyo J. How soil and elevation shape local plant biodiversity in a Mediterranean hotspot. *Biodiversity and conservation*, 2016, vol. 25, Iss. 6, pp. 1133–1149.
11. *Pochvy Gorno-Altayskoy avtonomnoy oblasti* [Soils of the Gorno-Altai Autonomous region]. Ed. by R.V. Kovalev. Novosibirsk, Nauka Publ., 1973. 352 p.
12. Volkovintser V.I. *Stepnye krioaridnye pochvy* [Steppe cryoarid soils]. Novosibirsk. Nauka Publ., 1978. 208 p.
13. Vinogradov A.P. *Geokhimiya redkikh i rasseyannykh khimicheskikh elementov v pochvakh* [Geochemistry of rare and trace elements in soils]. Moscow, AS USSR Publ., 1957. 234 p.
14. Syso A.I. *Zakonomernosti raspredeleniya khimicheskikh elementov v pochvoobrazuyushchikh porodakh i pochvakh Zapadnoy Sibiri* [Regularities of distribution of chemical elements in soil-forming rocks and soils of Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2007. 144 p.
15. Elchininova O.A. *Mikroelementy v nazemnykh ekosistemakh Altayskoy gornoy oblasti*. Dis. Dokt. nauk [Trace elements in terrestrial ecosystems of the Altai mountain region. Dr. Diss.]. Barnaul, 2009. 404 p.
16. Timofeev I., Kosheleva N., Kasimov N. Contamination of soils by potentially toxic elements in the impact zone of tungsten-molybdenum ore mine in the Baikal region: a survey and risk assessment. *The Science of the Total Environment*, 2018, vol. 642, pp. 63–76.
17. Kosheleva N.E., Kasimov N.S., Timofeev I.V. Potentially toxic elements in urban soil catenas of W-Mo (Zakamensk, Russia) and Cu-Mo (Erdenet, Mongolia) mining areas. *Journal of soils and sediments*, 2018, vol. 18, Iss. 6, pp. 2318–2334.
18. Arkhipov I.A. Nickel in the soils of the Altai Republic. *The World of Science, Culture, Education*, 2008, no. 2 (9), pp. 16–19. In Rus.
19. Egli M., Lessovaia S.N., Chistyakov K., Inozemzev S., Polekhovskiy Yu., Ganyushkin D. Microclimate affects soil chemical and mineralogical properties of cold alpine soils of the Altai Mountains (Russia). *Journal of Soils and Sediments*, 2015, vol. 15, Iss. 6, pp. 1420–1436.
20. Kabata-Pendias A. *Trace elements in soils and plants*. 4th ed. Boca Raton, CRC Press, 2011. 534 p.
21. Malgin M.A. *Biogeokhimiya mikroelementov v Gornom Altae* [Biogeochemistry of trace elements in the Altai mountains]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1978. 272 p.
22. Perelman A.I. *Geokhimiya landshafta* [Geochemistry of landscape]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1975. 342 p.
23. Ratie G., Vantelon D., Kalahroodi E.L., Bihannic I., Pierson-Wickmann A.C., Davranche M. Iron speciation at the riverbank surface in wetland and potential impact on the mobility of trace metals. *Science of the total environment*, 2019, vol. 651, P. 1, pp. 443–455.
24. Haireo M., Zhiqi Z., Lifeng C., Congqiang L. The influence of climate and topography on chemical weathering of granitic regoliths in the monsoon region of China. *Acta Geochimica*, 2018, vol. 37, Iss. 5, pp. 758–768.

Received: 25 March 2019.

Information about the authors

Aleksandr V. Puzanov, Dr. Sc., professor, director, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS.
Svetlana V. Baboshkina, Cand. Sc., senior researcher, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS.
Sergey N. Balykin, Cand. Sc., senior researcher, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS.
Tamara A. Rozhdestvenskaya, Cand. Sc., senior researcher, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS.
Aleksey V. Saltykov, researcher, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS.

УДК 631.4:504.5:622.7.013 (571.513)

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА ТЕРРИТОРИИ СОРСКОГО ГОРНОГО-ОБОГАТИТЕЛЬНОГО КОМБИНАТА (РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ)

Белошейкина Александра Васильевна¹,

sashechka_0704@mail.ru

Таловская Анна Валерьевна²,

talovskaj@yandex.ru

Язиков Егор Григорьевич²,

yazikovveg@tpu.ru

¹ Общество с ограниченной ответственностью «ХАКАСТИСИЗ»,
Россия, 655001, Республика Хакасия, г. Абакан, ул. Крылова, 68А, а/я 139.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность работы обусловлена необходимостью изучения воздействия горнодобывающих предприятий на компоненты природной среды. Особенно актуально проведение эколого-геохимической оценки территории Сорского горно-обогатительного комбината (Республика Хакасия), одного из главных предприятий России по добыче и переработке медно-молибденовых руд.

Цель: оценка техногенной геохимической трансформации почв в зоне влияния медно-молибденового месторождения для разработки рекомендаций по проведению производственного геоэкологического мониторинга.

Методы: масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ИСП-МС).

Результаты. Установлены уровни накопления тяжёлых металлов 1, 2 и 3 класса опасности в поверхностном горизонте почв и по глубине почвенного разреза (0–5, 5–20, 20–40 см) вблизи промышленной площадки (карьер и сопутствующие объекты), отвалов вскрышных пород, хвостохранилища, а также на удалении от них за пределами земельного отвода и санитарно-защитной зоны и на территории г. Сорска. Техногенная геохимическая специализация поверхностного слоя почв проявляется в повышенных уровнях накопления Mo (2–126 фонов), Cu (1,5–5 фонов), Mn (7–11 фонов), Cd, Pb, Ni, As, Zn (1,5–5 фонов). Содержание As превышает ПДК_n от 2 до 10 раз. Поверхностный слой почв вблизи промплощадки имеет Mo-Mn-Cu-Cd-W-Pb геохимическую специализацию, в северо-восточном направлении от промплощадки и отвалов вскрышных пород – Mo-Mn-Ni-W, хвостохранилища – Mn-Mo-Ni, территории г. Сорска – Mo-Mn-W-Pb-Cd. Накопление Mo происходит в основном в поверхностном горизонте почв (0–5 см) и обусловлено преимущественно природными (геологическое строение) и техногенными (аэрогенное загрязнение во время буровзрывных работ, ветровая эрозия отвалов) факторами. В большинстве пунктов отбора почв выявлена закономерность увеличения содержания Ni, As, Cd, Sr, Cr, Si и Zn по глубине почвенных разрезов от 0–5 до 20–40 см, что отражает специфику геологического строения территории. Выявлен высокий уровень загрязнения почв тяжёлыми металлами относительно фоновых значений в районе промышленной площадки, вблизи отвалов, а также на территории г. Сорска. Низкий уровень загрязнения определён в районе расположения хвостохранилища. В качестве рекомендаций для производственного геоэкологического мониторинга предложен перечень контролируемых тяжёлых металлов.

Выводы. Приоритетными элементами-индикаторами состояния почвенного покрова являются Mo, Cu, W, Cd, Pb, Ni, As, Zn. Учитывая факт, что исследования приводятся на территории медно-молибденового месторождения, содержание в почвенном покрове Mo и Cu неизбежно. При техногенной трансформации поверхностных горизонтов почв увеличиваются концентрации тяжёлых металлов. Наибольшую техногенную нагрузку испытывают почвы в зоне влияния разработки карьера, отвалов. Увеличение содержания химических элементов с глубиной почвенных разрезов связано с особенностью геологического строения территории. Высокие уровни накопления элементов в верхнем горизонте почв связано с аэротехногенным загрязнением территории за счёт переноса загрязняющих компонентов от основных антропогенных источников.

Ключевые слова:

Почва, горнодобывающее предприятие, месторождение, тяжёлые металлы, масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, эколого-геохимическая оценка.

Введение

Добыча природных минеральных ресурсов приводит к негативному воздействию на состояние окружающей среды. Приоритетным в разработке твердых полезных ископаемых является открытый способ добычи, который оказывает крайне неблагоприятное влияние на экологическое состояние компонентов природной среды. Возникает необходимость исследования воздействия предприятий горнодобывающей промышленности на окружающую среду. Особо актуально осуществлять экологическую оценку состояния почвенного покрова, поскольку при добыче полезных ископаемых происходит существенное механическое разрушение и химическое загрязнение почвы [1, 2].

Почвенный покров является идеальной депонирующей средой для оценки воздействия горнодобывающих предприятий, что показано во многих российских [1–4] и зарубежных [5–14] работах. С одной стороны, почвенный покров наследует химический состав материнской породы, с другой стороны, почвы накапливают продукты техногенеза. При разработке месторождений в окружающую среду поступают различные химические элементы, в том числе тяжёлые металлы, содержащиеся в рудах и сопутствующих породах. Эти элементы рассеиваются, мигрируют в ландшафтах и накапливаются в токсичных концентрациях в компонентах природной среды [3].

Известны исследования о геохимической трансформации почв в районе добычи медно-молибденовых руд в

Монголии [4]; особенностях миграции тяжелых металлов в системе «почва–растительность» на месторождениях по добычи цинковых, медно-цинковых и свинцовых руд на юге Марокко [9]; о миграции металлов в донных отложениях в зоне воздействия железо-медно-свинцового месторождения в Германии [10]; об уровнях накопления металлов в почвах, воздухе, воде, рисе и в других продуктах питания для оценки риска здоровью населения, проживающего вблизи свинцово-цинкового месторождения на юге Китая [11].

Сорский горно-обогатительный комбинат (ГОК) – это одно из главных предприятий России по добыче и переработке медно-молибденовых руд, расположенное в Республике Хакасия (105 км от г. Абакана), вблизи г. Сорска. Месторождение гидротермальное, средне-высокотемпературное, сформировано в результате прерывистого стадийного развития рудного процесса. Главная масса руд связана с кварцевыми жилами и прожилками с промышленным содержанием молибдена и меди. Рудные минералы представлены молибденитом, халькопиритом, пиритом, галени-том, сфалеритом, гематитом, магнетитом и рутилом.

Природно-техногенная система месторождения включает карьер, горно-обогатительный комбинат и источники, связанные с процессом добычи (хвостохранилище, отвалы, пульпопроводы и др.).

Выбросы пыли и различных газов (оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, сернистый ангидрид и др.) в атмосферный воздух поступают при буровзрывных работах в карьере; транспортировке руды на БЕЛАЗах; от продуктов сгорания топлива технологического транспорта и оборудования; от вентиляционных выбросов обогатительной фабрики и других производств; выхлопных газов автомобильного транспорта; с поверхности карьера, отвалов и хвостохранилища.

При массовых буровзрывных работах в карьере образуется пылегазовое облако значительного объема, которое может подниматься на сотни и тысячи метров над землей и распространяться на значительные расстояния от места взрыва.

Во время ветровой эрозии отвалов вскрышных пород происходит также запыление атмосферного воздуха, интенсивность этой эрозии связана с особенностями влажности, фракционного состава горной массы, метеорологических параметров (скорость ветра, влажности и др.) [15]. В местах расположения отвалов происходит загрязнение подземных вод за счет инфильтрационных процессов.

Одним из источников загрязнения также является хвостохранилище, размещенное в перегороженной плотиной долине р. Сора. Участки хвостохранилища вследствие неизбежных инфильтрационных процессов являются очагами химического загрязнения поверхностных и подземных вод. Хвосты мокрого обогащения являются преимущественно тонкопорошковым материалом, сильно пылящим в сухом состоянии. В составе пульпы определен кварц, полевой шпат, флюорит и сульфиды.

В районе распространены черноземы и намытые каштановые почвы. Ухудшение качества почвенного покрова также является результатом разработки месторождения. В результате ведения карьерных работ, складирования отходов обогащения руды, размещения объектов горного производства, транспортных коммуникаций происходит

отчуждение земель, изменение рельефа, а также техногенное преобразование и загрязнение почв, формирование геохимических аномалий в почвенном покрове.

Химическое загрязнение почвенного покрова является результатом осаждения из атмосферного воздуха пыли, содержащей тяжелые металлы, и других веществ. В результате в почвенный покров поступают и концентрируются тяжелые металлы 1, 2, 3 класса опасности, наслаивающиеся на природные геохимические аномалии. Изучение фондовых материалов показало, что при проведении производственного геоэкологического мониторинга почвенного покрова (фондовые материалы) в период с 2010 по 2014 гг. основное внимание было уделено изучению небольшого перечня тяжёлых металлов, таких как цинк, медь, свинец, кобальт, кадмий, никель, молибден, мышьяк, фтор водорастворимый и ртуть, в горизонтах почв (0–5 и 5–20 см). В этот период были установлены превышения содержания цинка, меди и свинца относительно ПДК_п. Определено, что реакция почвенной среды изменяется от нейтральной до слабощелочной. Средневзвешенное содержание гумуса составляет 5,17 % (почва среднегумусная), запасы гумуса в слое 0–20 см около 105 т/га. Содержание нитратного азота в почве очень низкое, подвижного фосфора – от очень низкого до очень высокого, обменного калия – от очень низкого до повышенного.

Учитывая факты локализации различных рудопроявлений, а также состав добываемых руд и вмещающих пород, необходимо изучение более широкого спектра тяжелых металлов в почвах и закономерностей изменения их концентрирования по глубине почвенных разрезов в зоне влияния основных источников загрязнения месторождения для оценки степени техногенной трансформации почвенного покрова, что и явилось целью настоящей работы.

Методика исследования

Для эколого-геохимической оценки состояния почвенного покрова на территории Сорского медно-молибденового месторождения было выбрано 6 ключевых участков: ключевой участок № 1 – промышленная площадка в районе расположения карьера; участок № 2 – северо-восточное направление от промплощадки; участок № 3 – восточное направление от отвала № 8; участок № 4 – территория г. Сорска и вблизи него; участок № 5 – юго-западное направление от хвостохранилища; участок № 6 – северо-западное направление от хвостохранилища (рисунок). Ключевые участки располагались на векторах, которые учитывали главенствующее направление ветра (юго-западное). Пробы были отобраны вблизи объектов, на границах земельного отвода, расчетной санитарно-защитной зоны и за их пределами, а также в существующих пунктах геоэкологического мониторинга. Расстояние между точками на каждом участке составляло около 200 м, между первой и последней точками – около 1 км.

Для получения данных о региональных фоновых значениях отобраны пробы на фоновом участке, 5 км на юго-запад от объекта изучения, со схожими почвенными и геологическими условиями.

Отбор проб, их транспортировка и подготовка в лаборатории к анализу осуществляли согласно нормативным

документам [16–18]. В каждом пункте отбор почвы проводили методом конверта со сторонами 1×1 м. Из пяти точечных проб, масса каждой из которых была 0,5 кг, формировали объединенную пробу массой не менее 2,5 кг, путем смешивания пяти точечных проб. Кроме того, для определения миграции химических элементов по глубине отбирали пробы в почвенных разрезах по интервалам: 0–5, 5–20 и 20–40 см (табл. 1). Отбор проводили инструментом, не содержащим металлов. Всего было отобрано 64 пробы почв.



Рисунок. Схема отбора проб почв на территории ООО «Сорский ГОК» и в зоне его влияния

Figure. Scheme of soil sampling within territory of ООО «Sorsky mining and processing industrial complex» and its impacted area

Подготовка проб включала несколько этапов: в начале проводили просушивание проб при комнатной температуре; затем удаление крупных включений и ручное растирание; после просеивание через сита (2,5 и 1 мм); далее фракцию менее 1 мм измельчали до размера 0,074 мм на микровиброистирателе.

Валовое содержание тяжелых металлов 1 класса (As, Cd, Pb, Zn), 2 класса (Co, Ni, Cu, Mo, Cr, Sb) и 3 класса опасности (Ba, Sr, Mn, W, V) в пробах были определены методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ИМСП-МС) в аккредитованной лаборатории ХАЦ «Плазма» (г. Томск).

Методика обработки аналитических результатов включала в себя расчет эколого-геохимических показателей [16, 19–21].

Коэффициент опасности (K_o):

$$K_o = C_i / \text{ПДК}_n, \quad (1)$$

где C_i – содержание элемента, мг/кг; ПДК_n – предельно-допустимая концентрация валовых содержаний элементов для пахотного слоя почвы, мг/кг (ГН 2.1.7.2041-06).

Коэффициент концентрации (КК):

$$KK = C_i / C_f, \quad (2)$$

где C_f – содержание элемента в фоновой пробе, мг/кг.

Суммарный показатель загрязнения (СПЗ):

$$\text{СПЗ} = \sum KK - (n - 1), \quad (3)$$

где n – число элементов с $KK \geq 1,5$.

Градации степени загрязнения почвенного покрова по СПЗ: <16 – низкая; 16–32 – средняя; 32–128 – высокая; ≥ 128 – очень высокая.

Результаты и их обсуждение

Анализ данных показал, что в поверхностном слое (0–5 см) почвенного покрова на всех изучаемых ключевых участках содержание As превышает ПДК_n от 2 до 4 раз, а концентрация V немного выше ПДК_n в пробах с ключевого участка № 5 (юго-западное направление от хвостохранилища) (табл. 2). Содержание Mn, V, Pb и Sb в почвах не превышает ПДК_n для валового содержания элементов. Выявлено повышенное содержание As, Cd, Zn, Mo, Cu в пробах (0–5 см) с ключевого участка № 1 (территории промплощадки) относительно таковых в пробах с других ключевых участков (табл. 2).

Относительно фоновых концентраций в поверхностном слое почвы (0–5 см) на всех изучаемых ключевых участках устанавливается повышенное накопление Mo, Mn, Cu, W, Ni (табл. 3). В поверхностном почвенном покрове (0–5 см) на ключевом участке № 1 специфичными тяжелыми металлами являются Mo, Mn, Cu, Cd, W, Pb, на участке № 2 – Mo, Mn, Ni, на участке № 3 – Mo, Mn, W, на участке № 4 – Mo, Mn, W, Pb, Cd, на участке № 5 – Mn, Mo, Ni, на участке № 6 – Mn, Mo, Ni (табл. 3). Данные тяжелые металлы можно рекомендовать для включения в перечень контролируемых показателей в почвенном покрове в рамках производственного геоэкологического мониторинга.

Уровни накопления выделенных специфичных тяжелых металлов в почвенном покрове на каждом ключевом участке формируют различную степень загрязнения. Сравнительный анализ усредненных значений величин суммарного показателя загрязнения на изученных ключевых участках показал, что в поверхностном слое почвы (0–5 см) с территории ключевого участка № 1 (промышленная площадка) формируется очень высокая; ключевого участка № 4 (вблизи и на территории г. Сорска) – высокая; ключевого участка № 2 (северо-восточное направление от промплощадки) – средняя степень загрязнения (табл. 3). Почвы из ключевого участка 3 (восточная часть от отвала № 8), участка № 5 и 6 (северо-западная и юго-западная части от хвостохранилища) характеризуются низкой степенью загрязнения. На всех ключевых участках наибольший вклад в величину СПЗ вносит высокое содержание Mo в почвах относительно фона.

По величине СПЗ в северо-восточном направлении от промплощадки и отвала № 7 (ключевой участок № 2) можно отметить, что в точке № 13 поверхностный слой почвы характеризуются высокой степенью загрязнения, в точке № 10 – средней степенью загрязнения, тогда как в остальных (точки № 9–11) – низкая степень загрязнения.

Специфика элементного состава почвенного покрова связана, с одной стороны, с металлогеническим особенностями месторождения. С другой стороны, вероятно поступление тяжелых металлов в составе пылевых частиц, образующихся во время буровзрывных работ в карьере, погрузочных работах, транспортировки руды, ветровой эрозии поверхности отвалов, хвостохранилища и бортов карьера. На ключевом участке № 4, охватывающем территорию г. Сорска, загрязнение почвенного покрова может быть сформировано за счет дальнего переноса пылевых частиц от источников промплощадки месторождения, а также от объектов, расположенных в г. Сорске и ст. Ербинская, таких как угольная ТЭЦ и печное отопление.

Таблица 1. Характеристика почвенных разрезов на ключевых участках территории Сорского ГОКа и в зоне его влияния
Table 1. Characteristic of soil sections in the sites of study within territory of Sorsk mining and processing industrial complex and its impacted area

Ключевой участок Site of study	№ точки отбора Number of sampling site	Характеристика почвенного разреза в точке отбора/Characteristic of soil sections in sampling site		
		0–5 см/cm	5–20 см/cm	20–40 см/cm
№ 1 – промышленная площадка 1 – industrial site	1, 2, 3	Почво-грунты soil and subsoil	–	–
№ 2 – северо-восточное направление от промплощадки 2 – the north-east direction from industrial site	9	Намытая темно-каштановая почва слегка заболоченная, переувлажненная. Среднетяжелый суглинок. Структура пылевато-комковатая, непрочная. Горизонт А Alleviate dark brown soil slightly waterlogged. Clay loam. The structure is pulverous, crumbling soil, undurable. Horizon A	Намытая буро-каштановая почва с темными отдельностями органического вещества. Суглинок. Структура средне- и мелкокомковатая, непрочная. Горизонт АВ Alleviate dark brown soil with dark inclusions of organic matter. Clay loam. The structure is fine and ultrafine fine grained soil, undurable. Horizon AB	Неоднородная бурая каштановая почва. Структура мелко-ореховато-щебнистая с тонкой фракцией супесчано-суглинистой составляющей. Горизонт ВД Heterogeneous reddish brown soil. The structure is fine, nutty structure, channery including fine grained fraction of sandy loam. Horizon AD
№ 3 – восточное направление от отвала № 8 3 – the east direction from rock dump 8	14	Неоднородная каштановая почва с темными и буроватыми включениями. Структура комковато-пылеватая с ореховатостью. Суглинок. Горизонт А ₁ Heterogeneous brown soil with dark and reddish inclusions. The structure is pulverous and the nutty structure. Clay loam. Horizon A ₁	Неоднородная каштановая почва с темно-бурными вкраплениями мелкозема. Ореховатая структура. Легкий суглинок. Горизонт АВ Heterogeneous brown soil with dark and reddish inclusions of fine grained soil. There is the nutty structure of soil. Clay loam. Horizon AB	Неоднородная каштановая почва с темно-бурными вкраплениями темных частиц с переходом к подстилающим породам. Структура от мелко до крупно-ореховатой с примесью мелкой щебенки. Горизонт ВД Heterogeneous brown soil with dark and reddish inclusions of dark particles of basement rocks. The structure varies from fine to coarse, nutty structure with the inclusions of fine spalls. Horizon BD
№ 4 – территория г. Сорска и вблизи него 4 – Sorsk area	19	Намытая темно-каштановая почва, среднесуглинистая, непрочная. Структура пылевато-комковатая, суглинистая. Горизонт А Alleviate dark brown soil, semi-clay loam, undurable. The structure is dusty and fine grained soil, clay loam. Horizon A	Намытая темно-каштановая почва с темно-серым и частично буроватым оттенком. Средний суглинок. Структура мелко-средне комковатая с включениями подстилающей породы, не прочная. Горизонт А Alleviate dark brown soil with tincture of dark gray and reddish. Clay loam. The structure is fine and ultrafine fine grained soil with the inclusions of basement rocks, undurable. Horizon A	Намытая темно-каштановая почва с темно-серыми и частично буроватыми вкраплениями мелкого щебня подстилающей породы. Среднетяжелый суглинок слегка заиленный. Структура мелкокомковато-ореховатая с включениями щебнистого материала подстилающей породы. Горизонт АВ Alleviate dark brown soil with inclusions of dark gray and reddish inclusions of sandy loam. Semi-consolidated clay loam slightly silty. The structure is fine grained and the nutty structure with inclusions of basement rocks spalls. Horizon AB
№ 5 – юго-западное направление от хвостохранилища 5 – the south-west direction from tailings	24	Темно-серый чернозем с буроватым оттенком. Структура комковато-пылеватая. Горизонт А ₀ Dark gray chernozem with tincture reddish. The structure is dusty and fine grained soil. Horizon A ₀	Темно-серый чернозем с мелкими вкраплениями буроватого оттенка. Структура мелкокомковатая с ореховатостью. Горизонт А ₁ Dark gray chernozem with tincture reddish. There is fine grained and nutty structure of soil. Horizon A ₁	Смыто-намытый чернозем, неоднородный, темно-серо-бурого цвета. Структура ореховато-щебнистая. Горизонт АВ Eroded and alleviate chernozem, heterogeneous, dark gray and reddish. There is the nutty and spalls structure of soil. Horizon AB
№ 6 – северо-западное направление от хвостохранилища 6 – the north-west direction from tailings	4	Намытая каштановая неоднородная почва с темно-бурными включениями щебенки подстилающей породы. Суглинистая с непрочной структурой. Горизонт А Heterogeneous alleviate brown soil with dark reddish inclusions of basement rocks spalls. Clay-loam soil with undurable structure. Horizon A	Неоднородная темно-каштановая почва с буроватым оттенком. Структура пылевато-комковато-ореховатая с мелкой щебенкой. Суглинок с легким заилением. Горизонт АВ Heterogeneous alleviate dark brown soil with tincture of reddish. The structure is dusty and fine grained and nutty soil with fine spalls. Clay loam with slightly silting. Horizon AB	Неоднородная буро-каштановая почва с крупными включениями подстилающей породы. Структура комковато-щебнисто-ореховатая. Горизонт АВД Heterogeneous alleviate reddish brown soil with inclusions of basement rocks. The structure is fine grained, spalled and nutty soil. Horizon ABD
Фон/Background	–	Смыто-намытая темно-каштановая почва, неоднородная с буроватым оттенком. Структура комковато-ореховая суглинистая с присутствием щебня. Горизонт А Eroded and alleviate brown soil with tincture of reddish. The structure is fine grained, spalled and nutty soil. Horizon A.	Намытая буро-темная каштановая почва, неоднородная. Присутствуют темный вымытый органический материал и бурый мелкий щебень. Переходный горизонт АВД Heterogeneous alleviate reddish brown soil. There are organic matter and reddish fine spalls	–

Таблица 2. Среднее содержание тяжелых металлов в почвенных разрезах ключевых участков на территории и в зоне влияния Сорского ГОК (мг/кг)

Table 2. Heavy metal concentration in soil sections in the sites of study within territory of Sorsk mining and processing industrial complex and its impacted area (mg/kg)

Ключевой участок/Site of study	Глубина, см/Depth, cm	n	As	Cd	Pb	Zn	Co	Ni	Mo	Cu	Sb	Cr	Ba	V	W	Mn	Sr
№ 1	0–5	5	8,3	1,9	27,7	231	19,1	27,1	264	300	0,8	170	977	91	3,1	750	550
№ 2	0–5	5	3,7	0,4	14,4	142	20,6	36	27,6	85,2	0,4	223	848	134	1,6	960	536
	5–20	5	4,7	0,4	13,9	138	20,9	32,2	17,6	82,8	0,4	239	856	146	1,6	890	612
	20–40	1	1,3	0,1	11,8	119	24	46	3,6	80	0,2	208	720	140	1,0	750	820
№ 3	0–5	5	7,2	0,4	15,1	106	13,3	17,4	12,5	64	0,8	207	794	99,2	2,7	834	486
	5–20	5	7,3	0,3	16,3	107	14,4	18,5	10,5	71,6	0,8	228	804	109	3,0	826	500
	20–40	2	9,2	0,4	17,0	130	16,3	28,9	8,3	64	0,9	190	805	125	59,1	795	520
№ 4	0–5	5	6,9	0,8	24,2	167	16,8	22,9	68,5	160	0,9	234	825	108	4,3	832	488
	5–20	5	6,4	0,8	21,6	145	15,5	16,6	54,7	127	0,8	192	754	101	2,8	792	456
	20–40	2	5,8	0,8	26,2	298	17,7	22,0	80,3	190	0,7	235	880	120	4,4	800	570
№ 5	0–5	5	4,4	0,1	13,1	138	24,0	30,9	3,9	62	0,4	226	934	166	1,5	1094	650
	5–20	5	5,1	0,1	14,1	138	23,9	32,6	3,0	64,2	0,3	202	934	166	1,5	978	700
	20–40	2	7,1	0,2	12,8	120	21,7	26,7	1,9	56	0,3	161	980	145	1,3	840	575
№ 6	0–5	5	5,0	0,4	15,5	125	18,3	28,6	4,1	49	0,5	215	666	120	1,5	946	535
	5–20	5	5,0	0,4	15,2	130	18,4	29,8	2,9	44,2	0,7	216	728	126	1,6	950	598
	20–40	2	6,2	0,4	18,5	142	18,8	24,4	3,4	47,5	0,7	223	770	125	1,9	1010	570
Фон/Background	0–5	1	6,1	0,4	13,8	156	23	18,1	2,1	56	0,6	184	740	150	1,2	100	580
	5–20	1	10,5	0,1	6,3	159	28	46	1,8	69	0,8	198	700	180	1,6	1190	480
ПДК _н /MAC _с			2	–	32	–	–	–	–	–	4,5	–	–	150	–	1500	–

Примечание: наименование ключевых участков см. в табл. 1; ПДК_н для валового содержания элементов (ГН 2.1.7.2041-06); n – количество проб.

Note: name of site of study is shown in Table 1; MAC_с is for the total element content in soil (GN 2.1.7.2041-06); n is the number of samples.

Таблица 3. Геохимическая характеристика почвенного покрова (0–5 см) и СПЗ на ключевых участках на территории и в зоне влияния Сорского ГОКа

Table 3. Geochemical characteristics of soil (0–5 cm) and total pollution factor (TPF) in the sites of study within territory of Sorsk mining and processing industrial complex and its impacted area

Ключевой участок Site of study	Уровни коэффициента концентрации относительно фона Levels of coefficient concentration relatively to background				СПЗ TPF
	15–130	5–15	1,5–5	<1,5	
№ 1	Mo (126)	Mn (7,5)	Cu (5,4), Cd (4,8), W (2,5), Pb (2)	Ni (1,5), As (1,4), Sb, Ba (1,3), Zn (1,5), Cr, Sr (0,9), Co (0,8), V (0,6)	145
№ 2	–	Mo (13), Mn (9,6)	Ni (2)	Cu (1,3), W (1,3), Cd, Pb, Cr, Ba (1), Zn, Co, V, Sr (0,9), As, Sb (0,6)	24
№ 3	–	Mo (6), Mn (8)	W (2)	As, Sb (1,2), Cd, Cu, Ba, Pb, Ni (1), Sr (0,8), Co (0,6), V (0,7)	15
№ 4	Mo (32)	Mn (8,3)	W (3,5), Cd, Pb (2)	Ni (1,3), As, Zn, Ba (1), Co, V, Sr (0,7)	47
№ 5	–	Mn (10)	Mo (1,9), Ni (1,7)	Cr, W (1,2), Cd, Pb (1), Cu, Ba, Sr (0,9), As, Zn, Co, Sb, V (0,8)	14
№ 6	–	–	Mn (9,5), Mo (2), Ni (1,6)	W, Cr (1,2), Cd, Pb (1), Cu, Sr (0,9), As, Zn, Co, V (0,8)	12

Примечание: наименование ключевых участков см. в табл. 1.

Note: name of site of study is shown in Table 1.

Низкая степень загрязнения на ключевых участках № 5 и 6 может быть обусловлена тем, что эти участки расположены в направлении, противоположном преобладающему направлению ветра, соответственно осуществляется минимальный перенос загрязняющих веществ от источников.

Анализ распределения тяжелых металлов по глубине почвенного разреза на ключевом участке № 2 показал преимущественное накопление As, Cr, Ba, V, Sr в интервале 5–20 см, Zn, Ni, Mo, Mn, Cu – в поверхностном 0–5 см, Co, Ni, Sr – в интервале 20–40 см, а распределение остальных элементов существенно не изменяется (табл. 2). Деталь-

ный анализ распределения элементов в точке № 9 (600 м от границы земельного отвода в северо-восточном направлении от промплощадки) показал сохранение закономерностей уменьшения концентрации Мо, Cu, Mn и увеличения содержания Ni по глубине почвенного разреза от поверхностного до нижнего интервала (табл. 4) для всего ключевого участка № 2.

На ключевом участке № 3 выявлено в интервале от 0–5 до 20–40 см увеличение с глубиной содержания в пробах As, Pb, Zn, Co, Ni, Sb, Cu, Sr и уменьшение Mo, Ba, V, Mn (табл. 2). Обращает внимание высокое содержание W в пробе интервала 20–40 см. В точке отбора проб № 14 (600 м от границы земельного отвода) концентрация Zn, Cu, W и Sr увеличивается, а Mo – уменьшается в интервалах от 0–5 до 20–40 см, указывая на общую тенденцию для ключевого участка № 3.

В пробах с территории ключевого участка № 4, в г. Сорске, накопление Mo, Cu, Cr, Ba близко как в поверхностном (0–5 см), так и в нижнем интервале (20–40 см) разреза. Для почв этого ключевого участка и в точке № 19 отмечается общая закономерность увеличения содержания Zn по глубине почвенного разреза (табл. 2, 4).

В районе размещения хвостохранилища (ключевые участки № 5 и 6) определено повышенное накопление Ni, Mo, Cu, Ba в поверхностном почвенном слое, а содержание As увеличивается по глубине почвенного разреза. В почвенном разрезе ключевого участка № 6 и в точке № 4 (800 м от границы земельного отвода) увеличивается накопление Zn и Sr к глубинным слоям почвы. В точке № 24 (1 км от границы земельного отвода) содержание Mo и Cu снижается с глубиной в почвенном разрезе.

В целом отмечается общая закономерность уменьшения уровней накопления Mo и Cu в почвенных разрезах с глубиной на всех ключевых участках, за исключением участков 2 и 5, в почвах которых содержание Cu не изменяется по глубине. Закономерность распределения Mo не отличается от фоновой почвы, что нельзя сказать о Cu.

Характер распределения тяжелых металлов в почвенных разрезах на ключевых участках может свидетельствовать о преимущественном аэротехногенном поступлении элементов, а также отражать особенности геологического строения. Вероятно, повышенное содержание химических элементов в почвенных горизонтах нижних интервалов (20–40 см) связано с особенностью геологического строения территории месторождения. Металлогенические особенности почвообразующих пород могут оказывать влияние на концентрирование тяжелых металлов в почвах. Согласно результатам ранее проведенных исследований, в составе руд месторождения содержатся Mo, Cu, As, Cd, Sb, Co, V, Pb, Ba и другие микроэлементы (геологические отчеты предприятия).

Разработка карьера, погрузочные работы, ветровой перенос с бортов карьера, поверхности отвалов и хвостохранилища усиливают аэрогенное загрязнение территории, что может приводить к высокому накоплению тяжелых металлов в поверхностном слое почв. В ранее проведенных исследованиях установлено, что в отвалах вскрышных пород содержатся Mo, Cu, Zn и Pb (экологические отчеты предприятия). В двух пробах шлама хвостохранилища ранее нами были определены высокие концентрации Mo (200 г/т), Cu (150–200 г/т), Sr (600 г/т), Cr (100–150 г/т), V (150–200 г/т), Ni (20 г/т).

Таблица 4. Распределение содержания тяжелых металлов в почвенных разрезах в точках на ключевых участках на территории и в зоне влияния Сорского ГОК (мг/кг)

Table 4. Distribution of heavy metal concentration in soil sections in the sampling sites of study within territory of Sorsk mining and processing industrial complex and its impacted area (mg/kg)

Ключевой участок Site of study	№ точки отбора Number of sampling site	Расстояние от земельного отвода, км Distance from land allotment, km	Глубина, см Depth, cm	As	Cd	Pb	Zn	Co	Ni	Mo	Cu	Sb	Cr	Ba	V	W	Mn	Sr
№ 2	9	0,6	0–5	1,3	0,3	11,8	136	23	36	7,8	90	0,2	225	830	130	1,0	1010	650
			5–20	0,5	0,3	12	173	25	43	2,7	94	0,2	272	750	160	1,1	820	770
			20–40	1,3	0,1	11,8	119	24	46	3,6	80	0,2	208	720	140	1,0	750	820
№ 3	14	0,6	0–5	6,7	0,3	16,9	94	13,1	16,2	7,4	38	0,8	212	800	110	2,1	820	530
			5–20	5,8	0,3	14,5	89	12,6	7,1	5,7	39	0,7	150	860	110	2,1	670	580
			20–40	7,5	0,3	16,9	115	12,8	13,8	5,5	34	0,7	153	810	110	2,1	640	580
№ 4	19	г. Сорск/Sorsk	0–5	5,7	0,6	24	173	15	19,2	29	110	0,9	338	1008	130	3,2	800	600
			5–20	3,8	0,4	16,8	130	14,6	11,1	12,3	58	0,7	283	790	120	2,9	680	560
			20–40	5,7	0,4	17,3	380	15,9	30	8,5	40	0,6	290	810	130	5,6	650	540
№ 5	24	1,0	0–5	5,5	0,1	11,9	136	19,2	11,5	4,2	55	0,4	205	820	120	1,1	1170	470
			5–20	5,4	0,2	12,6	137	22	39	1,7	57	0,4	159	810	150	1,3	1140	490
			20–40	8,5	0,01	12	147	24	38	1,9	64	0,5	157	840	150	1,2	1090	490
№ 6	4	0,8	0–5	6,6	0,5	18,1	142	21	43	6,6	79	0,2	210	700	130	2	1070	540
			5–20	6,2	0,5	16,3	152	18,7	35	5,1	60	0,5	263	760	120	1,9	1200	540
			20–40	5	0,5	16	140	18,1	37	3,8	48	0,5	226	780	130	2,1	1090	610
Фон Background	–	5,0	0–5	6,1	0,4	13,8	156	23	18,1	2,1	56	0,6	184	740	150	1,2	100	580
			5–20	10,5	0,1	6,3	159	28	46	1,8	69	0,8	198	700	180	1,6	1190	480

Примечание: наименование ключевых участков см. в табл. 1.

Note: name of site of study is shown in Table 1.

Заключение

Результаты проведенных исследований показали, что высокий уровень загрязнения тяжелыми металлами 1, 2, 3 класса опасности приходится на почвы промышленной площадки, где производят буровзрывные работы на карьере, погрузочные работы, а также в районе отвалов вскрышных пород и на территории г. Сорска. Низкий уровень загрязнения почв выявлен в районе расположения хвостохранилища. Выявлена общая закономерность уменьшения концентрации Mo и Cu с глубиной в почвенных разрезах (0–5, 5–20 и 20–40 см) на всех изучаемых ключевых участках, охватывающих основные объекты загрязнения. За исключением ключевых участков № 2 (северо-восточное направление от промплощадки) и № 5 (юго-западное направление от хвостохранилища), в районе которых содержание Cu незначительно увеличивается по глубине почвенного разреза.

Поскольку территория месторождения – это изначально рудное тело, то неизбежно содержание в почвенном покрове тяжелых металлов (Mo, Cu, Zn, Pb и другие микроэлементы). Определенную роль в формировании степени загрязнения почвенного покрова играет ветровой перенос загрязняющих веществ, образующихся в резуль-

тате добычи руды открытым способом, а также при пылении хвостохранилища, отвалов, бортов карьера.

По итогам проведенных работ рекомендуется оптимизировать систему производственного геоэкологического мониторинга. Эти рекомендации включают в себя предложения по выбору перечня контролируемых тяжелых металлов в почвенном покрове вблизи основных источников загрязнения. По результатам анализа уровней накопления тяжелых металлов в почвах предлагается следующий перечень элементов для периодического контроля в почве Mo, Cu, W, Cd, Pb, Ni, As, Zn. Выбор данных элементов обусловлен тем, что их содержание в почвах ключевых участков превышает фоновые значения, а содержание As в пробах также превышает ПДК_п.

Авторы выражают благодарность Пашиной Галине Евгеньевне, к.х.н., за консультацию при описании характеристики почвенных разрезов, Федюниной Нине Викторовне, директору ХАЦ «Плазма», за выполнение химического анализа проб почв.

Работа выполнена в рамках хозяйственных работ с ООО «Сорский ГОК» (2015 г.). Исследования выполнялись в Национальном исследовательском Томском политехническом университете в рамках программы повышения конкурентоспособности ТПУ среди ведущих мировых исследовательских центров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Басова И.А., Иоина М.А., Глухова Е.Н. Геоэкологическое состояние почвенного покрова в горнопромышленных регионах // Известия ТулГУ. – 2010. – № 1. – С. 16–20.
- Басова И.А., Иватанова Н.П., Копылов А.Б. Оценка экологического состояния почв в регионах с развитой горной промышленностью // Известия ТулГУ. – 2012. – № 1–2. – С. 14–16.
- Корнеева Т.В., Юркевич Н.В., Саева О.П. Геохимическое моделирование поведения тяжелых металлов в техногенных системах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 89–101.
- State of the environment of urban and mining areas in the Selenga Transboundary River Basin (Mongolia Russia) / N.S. Kasimov, N.E. Kosheleva, P.D. Gunin, I.D. Korlyakov, O.I. Sorokina, I.V. Timofeev // Environmental Earth Sciences. – 2016. – V. 75. – Is. 1283. – P. 1–20.
- A review of soil heavy metal pollution from industrial and agricultural regions in China: Pollution and risk assessment / Q. Yang, Z. Li, X. Lu, Q. Duan, L. Huang, J. Bi // Science of the total environment. – 2018. – V. 642. – P. 690–700.
- Accumulation, translocation, and assessment of heavy metals in the soil-rice systems near a mine-impacted region / F. Du, Z. Yang, P. Liu, L. Wang // Environmental science and pollution research. – 2018. – V. 25 (32). – P. 32221–32230.
- Evaluation of heavy metal contamination of surface soils in Zarshouran gold district, Northwestern Iran / F. Ghazban, A. Parizanganeh, A. Zamani, S. Baniardalan // International Journal of environmental research. – 2018. – V. 12 (6). – P. 843–860.
- Possibility of optimized indices for the assessment of heavy metal contents in soil around an open pit coal mine area / R. Sawut, N. Kasim, A. Abliz, H. Li, A. Yalkun, B. Maihemuti, Q.D. Shi // International journal of applied earth observation and geoinformation. – 2018. – V. 73. – P. 14–25.
- Accumulation of heavy metals in metallophytes from three mining sites (Southern Centre Morocco) and evaluation of their phytoremediation potential // L. Midhat, N. Ouazzani, A. Hejjaj, A. Ouhammou, L. Mandi // Ecotoxicology and Environmental Safety. – 2019. – V. 169. – P. 150–160. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2018.11.009> (дата обращения 01.10.2019).
- Martin C.W. Trace metal concentrations along tributary streams of historically mined areas, Lower Lahn and Dill River basins, central Germany // Catena. – 2019. – V. 174. – P. 174–183. URL: <https://doi.org/10.1016/j.catena.2018.11.008> (дата обращения 01.10.2019).
- Different exposure profile of heavy metal and health risk between residents near a Pb-Zn mine and Mn mine in Huayuan county, South China / Y. Du, L. Chen, P. Ding, B. Chen, Y. Duan // Chemosphere. – 2019. – V. 216. – P. 352–364. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2018.10.142
- Distribution, pollution, bioaccumulation, and ecological risks of trace elements in soils of the northeastern Qinghai-Tibet Plateau / L. Li, J. Wu, J. Lu, J. Xu, L. Yang // Ecotoxicology and Environmental Safety. – 2018. – V. 166. – P. 345–353.
- Impact of the coal mining on the spatial distribution of potentially toxic metals in Farmland tillage soil / F. Li, X. Li, L. Hou, A. Shao // Scientific Reports. – 2018. – V. 8 (1). – P. 14925.
- Zhang J., Yao D. Geochemical characteristics and source analysis of soil heavy metals in Luling coal mine, northern Anhui Province // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 189 (3). – P. 032058.
- Певзнер М.Е., Костовещкий В.П. Экология горного производства. – М.: Недра, 1990. – 230 с.
- Методические указания по оценке степени опасности загрязнения почвы химическими веществами № 4266-87. – М.: Мин-во здравоохранения СССР, 1987. – 23 с.
- ГОСТ 17.4.4.02-84. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа. – М.: Стандартиформ, 2008. – 12 с.
- ГОСТ 17.4.3.01-83. Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к отбору проб. – М.: Стандартиформ, 2008. – 12 с.
- Сает Ю.Е., Ревич Б.А., Янин Е.П. Геохимия окружающей среды. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
- Язиков Е.Г., Шатилов А.Ю. Геоэкологический мониторинг. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 276 с.
- Методические рекомендации по оценке степени загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов металлами по их содержанию в снежном покрове и почве / под ред. Б.А. Ревич, Ю.Е. Саета, Р.С. Смирновой (Утв. 15 мая 1990 г. № 5174–90). – М.: ИМГПЭ, 1990. – 7 с.

Поступила 07.10.2019 г.

Информация об авторах

Белошейкина А.В., руководитель группы экологии ООО «ХАКАСТИСИЗ».

Таловская А.В., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Язиков Е.Г., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 631.4:504.5:622.7.013 (571.513)

ECOLOGICAL AND GEOCHEMICAL ASSESSMENT OF SORSK MINING AND PROCESSING PLANT SOIL COVER (REPUBLIC OF KHAKASSIA)

Aleksandra V. Belosheykina¹,
sashechka_0704@mail.ru

Anna V. Talovskaya²,
talovskaj@yandex.ru

Egor G. Yazikov²,
yazikoveg@tpu.ru

¹ LLC «KHAKASTISIZ»,
68A, Krylov street, Abakan, Republic of Khakassia, 655001, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia

The relevance of the research is caused by the need to study the environmental impact of mining. Ecological and geochemical soil cover assessment of Sorsk mining and processing plant (one of the largest copper-molybdenum mining complexes in Russia) is a high-priority environmental task.

The aims of the research are to assess the geochemical soil transformation affected by copper and molybdenum mining development and give recommendations for industrial geoecological monitoring.

Methods: inductively coupled plasma mass spectrometry (ICP-MS).

Results. The 1st, 2nd and 3rd hazard classes heavy metals are revealed to be accumulated in the top soils and the soil profile cut in 0–5, 5–20, 20–40 cm depth near the industrial site (open pits and nearby facilities), overburden rock dumps, tailing dumps as well as outside of the land allotment including the sanitary protection zone and the territory of Sorsk. The anthropogenic and geochemical top soil specialization is marked by high Mo content (2–126 background concentrations), Cu content (1.5–5 background concentrations), Mn (7–11 background concentrations), Cd, Pb, Ni, As, Zn (1.5–5 background concentrations). The As concentrations exceed MAC in soil by 2–10 times. Therefore, Mo-Mn-Cu-Cd-W-Pb geochemical specialization is specific for the top soils near the industrial site, as well as Mo-Mn-Ni-W and Mn-Mo-Ni and Mo-Mn-W-Pb-Cd geochemical specializations are typical for the north-east direction from the industrial site and overburden rock dumps and tailing dumps and the territory of Sorsk, respectively. Mo is accumulated in the top soils in 0–5 cm depth due to natural geological structure and anthropogenic (aerogenic pollution caused by drilling-and-blasting or rock wind erosion) factors. For the most soil sampling sites there is a tendency in Ni, As, Cd, Sr, Cr, Cu and Zn increasing concentrations (in the soil profile 0–5 to 20–40 cm depth) and this specifies the geological territory structure. There is a high soil pollution level comparatively background concentrations within the industrial site, near the overburden rock dumps as well as in the territory of Sorsk. Whereas, a low soil pollution level is revealed near the tailing dumps. The list of elements monitored is recommended for industrial geoecological monitoring.

Conclusions. Mo, Cu, W, Cd, Pb, Ni, As, Zn are soil marker elements. Taking into account the fact that the study area originates from the ore body, therefore, the Mo and Cu concentrations are obviously identified in soil. The heavy metals concentrations increase due to anthropogenic soil transformation. Anthropogenically the most affected soils are of open pits and overburden rock dumps. The element concentrations increase due to the soil profile depth and its geological structure. The high element concentrations in the top soils are caused by aerogenic pollution owing to the pollutant transfer from the main anthropogenic sources.

Key words:

Soil, mining and processing industrial complex, field, heavy metals, inductively coupled plasma mass spectrometry, ecological and geochemical assessment.

The authors express gratitude to Galina E. Pashneva, Cand. Sc., for advice in description of soil section characteristics, to Nina V. Fedyunina, director of CAC «Plazma», for soil sample chemical analysis.

The research was carried out within the contract-based works with «Sorsk mining and processing industrial complex» (2015). The research was carried out at National Research Tomsk Polytechnic University within the Program of Enhancement TPU Competitiveness among the Leading World Research Centers.

REFERENCES

1. Basova I.A., Ioina M.A., Glukhova E.N. Geoekologicheskoe sostoyanie pochvennogo pokrova v gornopromyshlennyykh regionakh [Geoecological condition of soil covers in mining regions]. *Izvestiya TulGU*, 2010, no. 1, pp. 16–20.
2. Basova I.A., Ivatanova N.P., Kopilov A.B. Otsenka ekologicheskogo sostoyaniya pochv v regionakh s razvitym gomoy promyshlennostyu [Evaluation of soil environmental conditions in the regions with advanced mining industry]. *Izvestiya TulGU*, 2012, no. 1–2, pp. 14–16.
3. Korneeva T.V., Yurkevich N.V., Saeva O.P. Geochemical modeling of heavy metals behavior in technogenic systems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no.3, pp. 89–101.
4. Kasimov N.S., Kosheleva N.E., Gunin P.D., Korlyakov I.D., Sorokina O.I., Timofeev I.V. State of the environment of urban and mining areas in the Selenga Transboundary River Basin (Mongolia Russia). *Environmental Earth Sciences*, 2016, vol. 75, Iss. 1283, pp. 1–20.
5. Yang Q., Li Z., Lu X., Duan Q., Huang L. A review of soil heavy metal pollution from industrial and agricultural regions

- in China: Pollution and risk assessment. *Science of the total environment*, 2018, vol. 642, pp. 690–700.
6. Du F., Yang Z., Liu P., Wang L. Accumulation, translocation, and assessment of heavy metals in the soil-rice systems near a mine-impacted region. *Environmental science and pollution research*, 2018, vol. 25 (32), pp. 32221–32230.
7. Ghazban F., Parizanganeh A., Zamani A., Baniardalan S. Evaluation of heavy metal contamination of surface soils in Zarshouran gold district, Northwestern Iran. *International Journal of environmental research*, 2018, vol. 12 (6), pp. 843–860.
8. Sawut R., Kasim N., Abliz A., Li H., Yalkun A., Maihemuti B., Shi Q.D. Possibility of optimized indices for the assessment of heavy metal contents in soil around an open pit coal mine area. *International journal of applied earth observation and geoinformation*, 2018, vol. 73, pp. 14–25.
9. Midhat L., Ouazzani N., Hejjaj A., Ouhammou A., Mandi L. Accumulation of heavy metals in metallophytes from three mining sites (Southern Centre Morocco) and evaluation of their phytoremediation potential. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 2019, vol. 169, pp. 150–160. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2018.11.009> (accessed 1 October 2019).
10. Martin C.W. Trace metal concentrations along tributary streams of historically mined areas, Lower Lahn and Dill River basins, central Germany. *Catena*, 2019, vol. 174, pp. 174–183. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.catena.2018.11.008> (accessed 1 October 2019).
11. Du Y., Chen L., Ding P., Chen B., Duan Y. Different exposure profile of heavy metal and health risk between residents near a Pb-Zn mine and Mn mine in Huayuan county, South China. *Chemosphere*, 2019, vol. 216, pp. 352–364. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2018.10.142
12. Li L., Wu J., Lu J., Xu J., Yang L. Distribution, pollution, bioaccumulation, and ecological risks of trace elements in soils of the northeastern Qinghai-Tibet Plateau. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 2018, vol. 166, pp. 345–353.
13. Li F., Li X., Hou L., Shao A. Impact of the coal mining on the spatial distribution of potentially toxic metals in Farmland tillage soil. *Scientific Reports*, 2018, vol. 8 (1), pp. 14925.
14. Zhang J., Yao D. Geochemical characteristics and source analysis of soil heavy metals in Luling coal mine, northern Anhui Province. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, vol. 189 (3), pp. 032058.
15. Pevzner M.E., Kostoveckiy V.P. *Ekologiya gornogo proizvodstva* [Ecology of mining industry]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 230 p.
16. *Metodicheskie ukazaniya po otsenke stepeni opasnosti zagryazneniya pochvy himicheskimi veshchestvami* [Guidelines on the assessment of soil pollution level by chemical elements] no. 4266-87. Moscow, Ministry of public health service of USSR, 1987. 23 p.
17. *GOST 17.4.4.02-84. Okhrana prirody. Pochvy. Metody otbora i podgotovki prob dlya khimicheskogo, bakteriologicheskogo, gelmintologicheskogo analiza* [Nature protection. Soils. Methods for sampling and preparation of soil for chemical, bacteriological, helminthological analysis]. Moscow, Standartinform Publ., 2008. 12 p.
18. *GOST 17.4.3.01-83. Okhrana prirody (SSOP). Pochvy. Obshchie trebovaniya k otboru prob* [Nature protection. Soils. General requirements for sampling]. Moscow, Standartinform Publ., 2008. 12 p.
19. Saet Yu.E., Revich B.A., Yanin E.P. *Geokhimiya okruzhayuyushchey sredy* [Geochemistry of the environment]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 335 p.
20. Yazikov E.G., Shatilov A.Yu. *Geoekologicheskii monitoring* [Geoecological assessment]. Tomsk, TPU Publ. house, 2004. 276 p.
21. *Metodicheskie rekomendatsii po otsenke stepeni zagryazneniya atmosfernogo vozdukh naselemykh punktov metallami po ikh soderzhaniyu v snezhnom pokrove i pochve* [Guidelines on the assessment of pollution level by metals deposited in soil and snow in settlements]. Eds. B.A. Revich, Yu.E. Saet, R.S. Smirnova. Moscow, IMGRE Publ., 1990. 7 p.

Received: 7 October 2019.

Information about the authors

Aleksandra V. Belosheykina, chief of ecology group, LLC «KHAKASTISIZ».

Anna V. Talovskaya, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Egor G. Yazikov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.279.23:622.279.51

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НОВОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО АКТИВА МЕТОДАМИ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Зипир Владислав Геннадьевич¹,
ZipirVG@inbox.ru

Чернова Оксана Сергеевна¹,
ChernovaOS@hw.tpu.ru

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью использования комплексного подхода по интегрированному моделированию при проектировании разработки новых газоконденсатных активов Крайнего севера. На сегодняшний день в России наблюдается устойчивая тенденция разработки месторождений в пределах Арктических регионов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Добывающие компании, работающие в пределах этой территории, рассматривают запасы углеводородного сырья Крайнего севера как перспективный вариант для компенсации падения добычи в ближайшем будущем. Стратегическое планирование процесса разработки является первостепенной задачей, которую трудно выполнить на высоком уровне без применения современных подходов по математическому моделированию. При разработке таких активов цена ошибкикратно возрастает в связи с высокими геологическими, технологическими и экономическими рисками. Поэтому в работе детально рассмотрен подход по интегрированному проектированию разработки газоконденсатных активов с применением интегрированной модели как ключевого элемента, позволяющего повысить точность стратегического планирования.

Цель: доказать эффективность от применения интегрированного моделирования при проектировании разработки автономных газоконденсатных месторождений Крайнего севера.

Объект: новые неразрабатываемые газоконденсатные активы Крайнего севера.

Методы: индивидуальный подход при моделировании процесса добычи и подготовки углеводородного сырья, интегрированное моделирование процесса разработки газоконденсатных месторождений Крайнего севера.

Результаты. Разработана этапность расчетов на интегрированной модели при проектировании разработки газоконденсатных активов Крайнего севера. Описан индивидуальный подход к применению моделей добычи и подготовки углеводородного сырья. Доказана эффективность от применения интегрированной модели.

Ключевые слова:

Стратегическое планирование, газоконденсатное месторождение, оптимизация процесса добычи, проектирование разработки, интегрированная модель.

Введение

Период разработки «легких» и доступных газоконденсатных месторождений закончился. Сегодня в России наблюдается устойчивая тенденция разработки активов в пределах Арктических регионов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Добывающие компании, работающие в пределах этой территории, рассматривают запасы углеводородного сырья Крайнего севера как перспективный вариант для компенсации падения добычи в ближайшем будущем. Однако методики, применяемые при проектировании разработки автономных газоконденсатных активов, значительно отличаются от общепринятых и могут повлечь серьезные технологические риски. Реализация долгосрочных проектов разработки удаленных от инфраструктуры месторождений, находящихся в сложных климатических и топографических условиях, диктует повышенные требования к процессу проектирования разработки. В основном это связано с необходимостью понимания детализированной концепции подготовки отдаленных активов к эксплуатации до начала выполнения рабочей документации и строительства [1].

Стратегическое планирование процесса разработки месторождения, а также оптимизация эксплуатационных и капитальных затрат являются первостепенными задачами, которые трудно выполнить на высоком технологическом уровне без применения современных методик

математического моделирования – использованию комплексных численных моделей месторождения, объединяющих пласт, скважины, инфраструктуру и подготовку. По оценкам международных консалтинговых и аудиторских агентств более половины реализованных в последние годы нефтегазодобывающих проектов достигли более низких технико-экономических показателей по сравнению с проектными. Расхождение запланированных и фактических показателей обусловлено следующими причинами:

- недостаток входной информации для точного проектирования на начальных этапах разработки проектной документации;
- применение упрощенных консервативных средств моделирования, вместо использования комплексных интегрированных моделей (ИМ) актива;
- низкая эффективность менеджмента рисков и неопределенностей на основании многовариантных оценок путей разработки актива с учетом скрининга и ранжирования мероприятий;
- человеческий фактор.

Ошибки, допущенные на начальных этапах проектирования месторождения, могут иметь существенные последствия, особенно для активов Крайнего севера. С учетом истощения ресурсных баз по газоконденсатным провинциям России, высокой стоимости применяемых технологий по добыче и подготовке углеводородного сырья,

а также интенсивно меняющейся макроэкономической ситуации цена ошибки кратно возросла по отношению к периоду конца XX в. [2]. Недооценка стоимости объектов обустройства и подготовки или переоценка поставленных на баланс запасов углеводородного сырья может привести к значительному снижению чистого дисконтированного дохода и снижению рентабельности проекта.

Потребность точного планирования при решении столь масштабных долгосрочных задач привела к интенсивному развитию концепции интегрированного проектирования с учетом менеджмента рисков и неопределенностей. В результате интегрированное моделирование стало одним из ключевых и мощнейших инструментов при проектировании разработки месторождений. При этом наибольшего эффекта от применения интегрированного подхода на этапе выбора стратегии разработки газоконденсатного актива можно достичь в основном за счет экономии и оптимизации капитальных вложений.

Важным аспектом работ в районах Крайнего севера является определение способа доставки добываемого сырья до потребителя. Данный аспект оказывает значительное влияние на финансовое утяжеление проектов разработки автономных газоконденсатных активов в отдаленных районах. При условии транспорта добываемого сырья по магистральному трубопроводу до точки сдачи возможно включение данного участка системы в качестве отдельной модели для расчета гидравлических потерь. При условии транспортировки добываемого сырья морским путем расчет рентабельности проекта выполняется исходя из стоимости транспортировки сырья на уровне экономической модели.

На сегодняшний день развитые Российские и Зарубежные нефтегазовые компании успешно применяют интегрированное проектирование на стадии планирования разработки актива [3]. Например, концерн «Шелл» использует концепцию интегрированного проектирования как неотъемлемую часть системы Smart Field для моделирования многовариантных сценариев развития актива, что позволяет повысить коэффициент извлечения нефти, снизить капитальные затраты, а также оптимизировать производственные процессы. В ПАО «ЛУКОЙЛ» активно внедряется в деятельность ценных нефтегазодобывающих активов система по автоматизированному управлению интегрированными моделями (АСУПИМ). Данная система позволяет автоматизировать и упростить работу с интегрированными моделями, что приводит к оптимизации трудозатрат и повышению эффективности планирования. В ПАО «НК «Роснефть» при применении интегрированного подхода используется разработанный корпоративный программный продукт РН-КИН.

Разработка активов Крайнего севера имеет особые требования, которые в обязательном порядке должны быть учтены при проектировании:

1. Суровые климатические условия Крайнего севера накладывают существенные ограничения на процесс разработки автономных газоконденсатных месторождений. При обустройстве месторождения выбор оборудования для эксплуатации объектов связан непосредственно с условиями окружающей среды. Например, способ прокладки и тип изолирующего покрытия трубопроводов системы сбора влияет на температурный режим эксплуатации и, как результат, на степень

риска образования гидратных пробок в системе транспортировки газа [4]. Температура окружающей среды в летний и зимний период определяет необходимость выбора многофункциональных систем подготовки газа и газового конденсата, способных обеспечивать качественную подготовку углеводородного сырья при высоких температурах в летний период и низких температурах в зимний период. Также необходимо заблаговременно планировать и подбирать технику, способную обеспечивать геофизические, гидродинамические и газоконденсатные исследования на скважинах, а также различные геолого-технические мероприятия в условиях низких температур.

2. Охрана окружающей среды. К сегменту по охране окружающей среды применяются особые требования при разработке активов Крайнего севера, где наблюдается повышенная степень экологической опасности. Также важно учитывать, что большинство рассматриваемых территорий принадлежат коренным народам Крайнего севера, что значительно повышает степень ответственности добывающих компаний.
3. Существенные капитальные вложения и операционные затраты. В основном стоимость капитальных и операционных затрат определяется отдаленностью актива от промышленных центров, стоимостью бурения скважин, их заканчивания и обустройства месторождения, включая требования по качественной подготовке углеводородного сырья. Необходимость строительства протяженных трубопроводов для транспортировки углеводородного сырья с учетом регламентирующих требований также значительно утяжеляет проекты на разработку отдаленных газоконденсатных месторождений. Поэтому оптимизации капитальных и операционных затрат является многовариантной задачей, которая не может быть решена за счет применения классических подходов.
4. Процесс разработки активов Крайнего севера подразумевает наличие значительных геологических, технологических и экономических рисков. По этой причине большая часть месторождений до сих пор не вовлечена в активную разработку и остается необустроенной. Основной причиной является отсутствие коммуникаций и постоянно действующих подъездных путей. Добывающим компаниям приходится тщательно планировать процесс подготовки, транспортировки и сдачи углеводородного сырья на удаленные локации, что в свою очередь значительно утяжеляет проекты на разработку месторождений [5].
5. Использование передовых технологий. Количество пробуренных скважин и способ их заканчивания вносят весомый вклад в утяжеление проектов на разработку месторождения. Территории Крайнего севера сильно заболочены, что делает трудоемким процесс отсыпки кустовых площадок для бурения скважин и строительство подъездных путей. Для корректного проектирования необходимо проводить многовариантные анализы с использованием экономической модели для выбора оптимального количества добывающих скважин с учетом достижения требуемого коэффициента извлечения газа и газового конденсата. Передовые технологии в области бурения позволяют сократить капитальные затраты за счет применения

скважин с большими отходами от вертикали, горизонтальных а также многозабойных скважин. Внедрение новых технологий в одной области оказывает существенное влияние на всю систему добычи в целом [6]. Поэтому при проектировании разработки месторождения важно рассматривать каждый узел системы, начиная от скважин и заканчивая объектами подготовки и транспортировки углеводородного сырья, как предмет оптимизации за счет внедрения передовых технологий.

Прежде чем дойти до потребителя, углеводородное сырье проделывает серьезный путь, начиная от движения в виде молекул по поровым каналам в пласте, по стволу скважины, системе сбора продукции, проходя при этом различные ограничивающие и регулирующие устройства и заканчивая системой подготовки, где происходит полное преобразование и сепарация добытой продукции до целевых ориентиров. Данные процессы протекают согласно закону сохранения энергии и массовому балансу [7]. Все части технологической цепочки взаимосвязаны и изменение любого параметра или компонента отражается на работе всей системы. Особенно сильно взаимовлияние систем прослеживается при эксплуатации газоконденсатных месторождений, где процесс добычи и транспортировки осуществляется за счет энергии пласта без применения насосно-компрессорного оборудования. В этом случае изменение технологического режима одной скважины моментально отражается на эксплуатационных параметрах соседних скважин, подключенных к единой системе сбора. Однако создание типовых проектов разработки заключается в выполнении последовательных расчетов. В различных программных продуктах строятся отдельные модели для воспроизведения течения флюида в пласте, скважинах, системе сбора, модели площадочных объектов, а также производится расчет экономических показателей проекта [8]. Процессом моделирования занимаются специалисты различных узконаправленных дисциплин с периодическим взаимодействием между собой, что не позволяет выполнить сопряженные расчеты всех систем разработки и добычи и учесть влияние между ними. Как правило, расчеты на модели пласта проводятся без учета наземного обустройства, а подбор системы наземного обустройства выполняется без учета оказываемых ограничений на потенциал пласта, что в конечном итоге не позволяет определить оптимальную систему разработки месторождения и приводит к значительным погрешностям при стратегическом планировании. При подобном подходе полностью отсутствует возможность оценить влияние одних показателей систем на другие и на экономическую эффективность проекта.

В результате эффективные и согласованные решения могут быть приняты только при совместном рассмотрении всех элементов, оказывающих влияние на технологические и экономические показатели разработки актива. Максимальной эффективности можно достичь только с использованием комплексного подхода и применения интегрированного моделирования на стадии принятия проектных решений.

Интегрированное моделирование

Интегрированное моделирование – процесс, который позволяет объединить все ключевые дисциплины проекта

(геология, разработка, бурение, добыча, обустройство месторождения, подготовка продукции, экономика, анализ рисков) за счет комплексной модели с целью повышения эффективности бизнес-планирования процесса разработки и эксплуатации месторождения. Изначально интегрированный подход зародился при освоении шельфовых проектов, где применяются менее гибкие с точки зрения реконструкции системы, а цена ошибки при проектировании и стратегическом планировании может быть катастрофически высокой. Интегрированное моделирование позволяет убрать разобщенность при расчетах процессов движения флюида в пласте, скважинах, системе сбора и системе подготовки за счет применения единого интегрированного инструмента для расчетов. Полномасштабная ИМ газового актива включает в себя следующие компоненты: гидродинамическая модель пласта (ГДМ), модель добывающих скважин (МДС), модель системы сбора (МСС), модель площадочных объектов (МПО), а также экономическая модель (рисунок). Во главе рассмотренных моделей стоит интегрирующий комплекс, который позволяет специалистам проводить расчеты на связке из моделей с учетом взаимовлияния всех систем и заданных ограничений [9]. При этом в каждой приведенной модели при гидравлических расчетах используется заранее построенная PVT-модель флюида, которая может использоваться в качестве упрощенной модели «черной нефти», либо полноценной композиционной модели.



Рисунок. Состав интегрированной модели
Figure. Integrated model components

Перед тем как приступить к построению ИМ, необходимо определиться с целевыми ориентирами и задачами. Несмотря на то, что интегрированный подход однозначно обладает преимуществом перед традиционными методиками расчета, необходимо оценить, насколько достигнутые положительные эффекты компенсируют затраты на создание ИМ, так как создание качественной ИМ требует гораздо больших временных и трудовых затрат, чем работа с отдельными моделями. Также построение ИМ требует особого отношения к качеству и полноте исходных данных, так как погрешность при настройке одной модели-компонента будет вносить систематическую ошибку в расчет всей модели.

Основная цель применения ИМ на этапе проектирования заключается в определении оптимальной стратегии разработки газоконденсатного актива на основе многова-

риантных расчетов с учетом запланированных ограничений и взаимовлияния всех систем, участвующих в процессе добычи, подготовки и транспортировки газа и газового конденсата.

Сформулированы основные задачи, которые необходимо выполнить на стадии проектирования разработки месторождения методами интегрированного моделирования:

- подбор оптимальной системы разработки месторождения, обеспечивающей максимальные коэффициенты извлечения газа и газового конденсата в долгосрочной перспективе;
- определение очередности ввода, конструкций и глубинного оборудования добывающих скважин, обеспечивающего эффективную эксплуатацию газоконденсатного фонда с учетом изменяющихся термобарических условий в процессе разработки месторождения;
- выбор оптимального типа системы сбора газа на основе проведения многовариантных расчетов с учетом загрузки шлейфов на разных стадиях эксплуатации актива, а также с учетом изменяющихся термобарических условий транспортировки;
- расчет этапности ввода объектов подготовки и компримирования на основании перспективных объемов добываемой продукции и входного давления на установку подготовки;
- учет взаимовлияния смежных объектов разработки либо газоконденсатных месторождений при условии совместной эксплуатации;
- стратегическое планирование объемов добычи газа и газового конденсата в долгосрочной перспективе с учетом этапности ввода смежных объектов разработки и соседних месторождений.

Междисциплинарный подход

Эффективность интегрированного моделирования актива во многом зависит от степени внедрения междисциплинарного подхода на предприятии. При стандартном подходе инженер гидродинамик строит модель пласта, например, для прогнозирования снижения пластового давления со временем и оценки количества конденсата, выпавшего из газа в процессе разработки. Инженер по добыче выполняет расчеты на модели скважин и системы сбора, чтобы определить, как при изменении режима работы добывающих скважин изменяются потери давления по системе. Инженер по подготовке, в свою очередь, выполняет расчеты по оценке качества подготовки газа при изменении входного давления на установку. Все три инженера работают с разными расчетными инструментами, чтобы решить единую задачу, при этом делая определенные предположения и допущения. Интегрированное моделирование позволяет убрать разобщенность при расчетах процессов движения флюида в пласте, скважинах, системе сбора и системе подготовки за счет применения единого интегрированного инструмента для расчетов.

Важно, чтобы инженер по интегрированному моделированию обладал знаниям по всем дисциплинам, задействованным в расчетах. Например, проводя расчеты на модели скважин и системы сбора, нужно понимать, как

производится замер и интерпретация гидродинамических и газоконденсатных исследований, чтобы определить, откуда берутся погрешности в расчете и как их устранить [10]. При подключении к расчету модели площадочных объектов необходимо понимать устройство и чувствительность каждого элемента, задействованного в расчете. Комплексность знаний инженера, занимающегося расчетами, позволит избежать ошибок, которые могут стать критическими при проектировании разработки месторождения.

Однако, несмотря на степень компетенций инженера по интегрированному моделированию, для всех процессов должна быть предусмотрена система независимой экспертной оценки с участием опытных специалистов всех задействованных служб. Это повысит степень ответственности за операции на интегрированной модели, а также согласованность и точность всей модели. Также будет очень ценно, если эксперты помимо знаний технологических процессов будут обладать опытом в области построения моделей и проведения имитационных расчетов.

Компоненты интегрированной модели

Рациональность применения, определяющаяся временными и трудовыми затратами на содержание ИМ, вызывает необходимость использования единой модели для выполнения краткосрочных и долгосрочных расчетов [11]. Для конкретных случаев данное условие не может быть выполнено в силу функциональных особенностей. Например, при необходимости моделирования и настройки 1000 скважин сложность ИМкратно возрастает. В подобных случаях рациональным путем будет введение определенных допущений касательно точности настройки модели и подхода по моделированию большого количества скважин. Поэтому важно определить и смоделировать ключевые физические процессы, которые будут максимально влиять на точность и прогнозную способность предполагаемой модели. Далее предлагается рассмотреть исходные данные, необходимые для настройки моделей компонентов.

1. PVT модель пластового флюида.

PVT модель флюида – это физико-химическая модель, описывающая свойства и поведение пластового флюида с изменением условий среды, в которой он находится [12]. Это единственная модель, которая в определенной форме задействована в расчетах каждого компонента ИМ (модель пласта, скважин, системы сбора и подготовки). Точность задания модели флюида напрямую влияет на погрешность проводимых расчетов, прогнозную способность ИМ и скорость проводимых расчетов. Важно детально подходить к каждому компоненту системы и выбирать между использованием композиционной модели флюида либо модели «черной нефти» в зависимости от решаемых задач.

Например, применение композиционной модели флюида для модели добывающих скважин и системы сбора позволит определить количество ингибитора, необходимое для безгидратной эксплуатации при различных термобарических условиях. В данном случае важно провести точный расчет потерь давления по системе, отследить выпадение жидкостной составляющей из газовой смеси. Однако при проведении стратегических рас-

четов важно применять подход по упрощению модели добывающих скважин и системы сбора с использованием модели «черной нефти» для увеличения скорости расчета модели.

Использование композиционной модели флюида для гидродинамической модели пласта рационально при решении узких задач, которые, как правило, выполняются с использованием только модели пласта без дополнительных связей. Однако значительное увеличение длительности расчета вызывает необходимость применения модели «черной нефти», вместо композиционной модели при работе с гидродинамической моделью пласта в связке с ИМ [13]. Выбор подходящей модели флюида для каждого компонента ИМ является очень важным аспектом, определяющим качество и трудоемкость проводимых расчетов.

2. Модель пласта.

При стратегическом планировании можно использовать два типа модели пласта: гидродинамическую модель пласта и модель материального баланса. Наиболее распространенным и точным способом оценки изменения состояния залежи в процессе эксплуатации, а также прогнозирования истощения пласта является использование ГДМ. Цифровая ГДМ – это сложная математическая модель, представляющая собой систему дифференциальных уравнений, для решения которых используются численные методы конечно-разностного представления производных. Для новых месторождений модель пласта позволяет проводить анализы различных вариантов разработки (определение оптимального количества скважин, системы разработки, а также способа эксплуатации залежи), рассчитывать ожидаемую добычу и экономическую эффективность проекта [14]. Для действующих месторождений модель пласта позволяет проводить текущий мониторинг выработки залежи, а также вносить корректировки в режим эксплуатации фонда скважин. ГДМ строится на основе геологической модели пласта, которая дополнительно наделяется динамическими характеристиками. Прогнозная способность фильтрационной модели зависит от качества её построения и адаптации на существующий набор исторических данных. Как правило, при первичной адаптации ГДМ претерпевает большое количество изменений и корректировок, так как моделирование несет в себе много неопределенностей, которые постепенно уходят в процессе эксплуатации и разбуривания месторождения.

Метод материального баланса – это базовый объемный баланс, учитывающий изменение пластового давления в динамике с учетом установленных отборов газа. Методика дает адекватные результаты лишь для залежей, представленных хорошо выраженными, непрерывистыми коллекторами. Однако при оценке сложно построенных линзовидных залежей, разбитых на многочисленные тектонические блоки, применение метода материального баланса зачастую дает низкую сходимость фактических и прогнозных данных. Важно отметить, что методика применяется в основном для определения среднего пластового давления залежи с учетом текущих отборов. При применении метода объемного баланса для расчета давления в зоне дренирования скважин возникает большое количество неопределенностей. Метод материального баланса рационально использовать для действующего

месторождения с накопленной историей разработки, что позволит провести адекватную адаптацию модели. Однако при проектировании разработки нового газоконденсатного месторождения применение модели материального баланса не рекомендуется, так как модель может выдавать значительные погрешности при долгосрочных прогнозах.

3. Модель добывающих скважин.

МДС позволяет воспроизвести течение флюида от забоя к устью с учетом всех существующих ограничений. Для моделирования скважины необходимы следующие входные данные:

- инклинометрия;
- конструкция скважины;
- заканчивание скважины;
- лифтовое оборудование;
- геотермальный градиент пласта;
- теплопроводность стенки скважины.

При проектировании разработки нового актива необходимо использовать проектные конструкции скважин. Для подбора глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ) необходимо провести дополнительные расчеты для определения оптимальных потерь давления по лифту. Также важно, чтобы диаметр НКТ обеспечивал необходимую скорость потока для выноса жидкой фазы с забоя скважин, так как это позволит избежать проблем при эксплуатации [15].

4. Модель системы сбора

МСС позволяет воспроизвести течение флюида от скважин до установки подготовки с учетом изменяющихся термобарических условий. Для построения МСС необходимо задать следующие параметры:

- длина трубопровода;
- диаметр трубопровода;
- толщина стенки;
- шероховатость;
- профиль трассы;
- способ прокладки и тип изоляции;
- теплопроводность системы;
- температура окружающей среды.

Для проектирования нового газоконденсатного месторождения необходимо использовать многовариантный подход для выбора оптимального типа системы сбора. Для этого создается несколько МСС с учетом различного расположения и подключения кустовых площадок [16]. При проведении расчетов на интегрированной модели выбирается оптимальный тип системы сбора, учитывающий параметры эксплуатации газопровода при изменяющейся нагрузке на различных стадиях разработки месторождения. Система сбора должна обеспечивать оптимальную скорость течения газа для выноса жидкой фазы с низинных участков с учетом минимальных потерь давления по системе.

5. Модель площадочных объектов.

Процесс подготовки продукции на газовых и газоконденсатных месторождениях имеет ряд особенностей, которые позволяют учесть детально построенная МПО. Режим работы объектов подготовки накладывает ограничения на работу добывающего фонда, так как для качественной подготовки газа, которая зачастую осуществляется за счет перепада давления при низкотемпературной

сепарации, необходимо поддерживать минимальное давление на входе в установку. Также любая установка комплексной подготовки газа имеет свою собственную гидравлическую характеристику, зависящую от входного давления, количества поступающего газа, конденсата и воды. Важно понимать, что уровень добычи газа и конденсата, получаемый при расчете на ГДМ пласта выводится в условиях одноступенчатой сепарации. Объем газа и конденсата одноступенчатой сепарации всегда ниже, чем при многоступенчатой сепарации, и недоучет этого может привести к расчетам искаженных показателей добычи. Поэтому при стратегических расчетах на интегрированной модели важно использовать МПО с применением композиционной модели флюида.

Еще одним фактором является то, что при снижении пластового давления значительная часть выпавшего конденсата остается в пласте. В результате во входном потоке на объекты подготовки растет концентрация легких фракций (C1–C4) и падает концентрация более тяжелых (C5+) компонентов [17]. Применение МПО позволит учесть данный фактор при планировании уровней добычи.

Этапность расчетов при проектировании разработки актива

Для каждой задачи необходимо применение ИМ разной детализации и степени упрощения [18]. Эффективность расчетов заключается в поиске компромисса между точностью расчета и быстродействием модели. При этом ИМ различной степени детализации могут использоваться для различных типов расчетов и существовать независимо друг от друга. Однако, чтобы достичь качественного результата, необходимо понимать теорию, физику процессов и узкие места с учетом реалии разработки месторождения. Это понимание будет влиять на принятие того или иного решения по упрощению. Помимо повышения степени практичности, упрощение модели также полезно в случаях, когда входных данных для построения и адаптации модели слишком мало, что особенно заметно при построении ИМ для проектирования разработки новых активов. Поэтому при необходимости концептуального выбора между большим количеством рассчитанных вариантов приветствуется упрощение модели. Это позволит повысить количество выполняемых расчетов и сократить время на проведение операций. Важно выполнять расчеты на единой ИМ для сравнения полученных вариантов в одинаковых условиях. Оптимальные варианты в дальнейшем будут пересчитаны на полноценной детализированной модели для выбора конечного сценария разработки.

При проектировании разработки нового газоконденсатного актива данных для создания точных моделей недостаточно. В этом случае используются проектные данные, корректность которых оценивается при проведении многовариантных расчетов [19]. Далее предлагается рассмотреть этапность построения интегрированной модели:

1. Создание PVT-модели флюида. На данном этапе необходимо создать композиционную модель флюида на основе имеющихся газоконденсатных исследований в разведочных скважинах, а также в скважинах, пробуренных при опытно-промышленных работах. Данная модель является основой и используется во всех компонентах, включенных в состав ИМ место-

рождения. Построенная модель флюида используется для создания модели «черной нефти», которая будет использоваться для упрощения ИМ.

2. Создание модели пласта. Модель материального баланса не обладает достаточной точностью при проведении долгосрочных прогнозов на стадии проектирования разработки месторождения. Поэтому для данной задачи рекомендуется использовать гидродинамическую модель пласта, которая настраивается на результаты испытаний разведочных скважин, а также скважин, пробуренных при опытно-промышленных работах. Композиционная модель в составе ГДМ используется для решения узконаправленных задач и значительно утяжеляет расчет на ИМ. Поэтому при проведении долгосрочных расчетов необходимо использовать модель «черной нефти».
3. Создание моделей скважин. Для каждого типа проектных скважин (наклонно-направленная, с горизонтальным окончанием, ОПЭ и др.) необходимо создать шаблонную модель, конструкция и профиль которой будут максимально приближены к реалиям разработки. Для повышения точности расчета рекомендуется использовать композиционную модель флюида. В прогнозных расчетах построенные модели скважин будут использоваться в виде VFP таблиц на уровне ГДМ пласта для ускорения расчетов.
4. Создание модели системы сбора. Необходимо создать несколько типов моделей, на основе которых при проведении долгосрочных расчетов будет выбрана оптимальная модель системы сбора. Данная модель должна обеспечивать оптимальные потери давления в системе с учетом различных термобарических условий и изменяющейся загруженности трубопроводов в процесс разработки месторождения. В процессе проведения расчетов диаметры секций могут изменяться для достижения максимальной эффективности эксплуатации системы сбора.
5. Создание модели площадочных объектов. Необходимо создать упрощенную модель установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на основании проектных представлений для учета перепада давления, требуемого для подготовки добываемой продукции [20]. МПО будет являться последним звеном ИМ, определяющим режим эксплуатации газоконденсатного фонда.

Следующим шагом после построения ИМ является поэтапное выполнение расчетов, которые позволят определить максимально эффективную стратегию разработки актива:

1. Подбор диаметра и глубины спуска НКТ для проектных скважин. Данный расчет позволит подойти индивидуально к каждой скважине за счет подбора глубинного оборудования, обеспечивающего достаточную скорость течения газа для выноса жидкой фазы забоя скважин, а также оптимальные потери давления с учетом планируемого режима работы проектных скважин.
2. Подбор оптимального графика ввода проектных скважин с учетом загруженности системы сбора. Требуется предусмотреть равномерный ввод добывающих скважин, чтобы избежать проблем с образованием гидратных и жидкостных пробок в системе сбора на ранней стадии эксплуатации месторождения.

3. Проведение долгосрочных расчетов на ИМ с подключением заранее созданных моделей системы сбора. Для точного сравнительного анализа все расчеты должны быть выполнены в идентичных условиях. Необходимо оценить загрузку шлейфов на разных стадиях эксплуатации месторождения и выбрать оптимальный тип системы сбора для дальнейших расчетов на ИМ.
4. Первая итерация стратегических расчетов на интегрированной модели в составе: ГДМ (модель «черной нефти»), МДС (модель «черной нефти»/композиционная модель), МСС (модель «черной нефти»/композиционная модель), МПО (композиционная модель). Для упрощения ИМ и ускорения долгосрочных расчетов допускается использование модели флюида «черной нефти» для МДС и МСС, при этом необходимо предварительно проверить достаточную сходимость с композиционной моделью, сделав один пробный расчет в одних условиях. Также рекомендуется перевести модель скважин в формат VFP кривых для задания модели скважин на уровне ГДМ. Данное упрощение позволит осуществить связку ИМ на устье скважин и рассчитать тренд падения буферного давления по каждой скважине. Первая итерация долгосрочных расчетов необходима для оценки потенциала пласта без учета ограничения по входному давлению на УКПГ. Полученные на ИМ уровни добычи газа и конденсата позволят определить этапность ввода дожимной компрессорной станции для проведения расчетов, более близких к реальным условиям эксплуатации газоконденсатного актива, за счет энергии пласта.
5. Вторая итерация стратегических расчетов. На данном этапе важно задать ограничение по минимальному входному давлению на площадочные объекты для возможности транспортировки подготовленной продукции до завода либо пункта сдачи продукции. При этом важно корректно определить этапность снижения входного давления, на основе которого будет подбирать компрессорное оборудование. Задаваемые ограничения позволят учесть взаимовлияние всех элементов системы добычи при расчете на ИМ и по-

лучить прогнозные уровни добычи по месторождению в долгосрочной перспективе.

Последовательное выполнение всех перечисленных операций позволит учесть ограничения смежных систем при проектировании разработки газоконденсатного актива и спрогнозировать стратегию разработки месторождения с учетом реалий эксплуатации газоконденсатных залежей, где процесс добычи и транспортировки пластового флюида происходит за счет энергии пласта. Детально спроектированная модель площадочных объектов позволит получить реальные расходы товарного газа, воды и конденсата с учетом процессов многоступенчатой сепарации при различных температурах и давлениях.

Заключение

Подходы, применяемые при проектировании разработки автономных газоконденсатных месторождений, значительно отличаются от общепринятых и определяются высокими геологическими, технологическими и экономическими рисками. Стратегическое планирование процесса разработки месторождения является первостепенной задачей, которую трудно выполнить на высоком уровне без применения современных подходов по математическому моделированию. Ошибки, допущенные на начальных этапах проектирования месторождения, могут иметь существенные последствия. В свою очередь интегрированное проектирование на сегодняшний день стало одним из мощнейших инструментов для решения инженерных и инвестиционных задач, которые стоят перед нефтегазовой отраслью. Поэтому в работе детально рассмотрен подход по интегрированному проектированию разработки газоконденсатных активов с применением ИМ как ключевого элемента при стратегическом планировании. Выбор оптимальной системы разработки месторождения очень важен для проектирования разработки автономных газоконденсатных активов Крайнего севера, где цена ошибки при планировании катастрофически высока и может повлечь серьезные экономические риски. Составленный алгоритм проектирования разработки газоконденсатного месторождения на ИМ позволит повысить эффективность и снизить риски при стратегическом планировании.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Guyaguler B., Ghorayeb K. Integrated optimization of field development, planning, and operation // Society of Petroleum Engineers. – 2006. – № 102557. – P. 1–13.
2. Ahmed T., McKinney P.D. Advanced reservoir engineering. – Burlington: Elsevier, 2005. – P. 187–286.
3. Toby S. Making the best of integrated asset modeling // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – № 171161. – P. 1–11.
4. Adaptive approach to integrated modeling of development and exploitation of group of gas-condensate fields with a single production gathering and processing system / P.V. Vinogradov, E.A. Sadreev, E.R. Nugumanov, E.I. Sergeev, A.A. Gimazov // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – № 176583. – P. 1–23.
5. Povyishev K., Vershinin S., Vernikovskaya O. Specifics of development, infrastructure construction and production of oil-gas-condensate fields. Integrated model application experience // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – № 187857. – P. 1–11.
6. Optimization of operation of the system reservoir-well-pipeline-GTU based on the integrated modeling / S. Bikbulatov, A. Smirnov, V. Buleiko, I. Mukminov, S. Romashkin // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – № 171220. – P. 1–15.
7. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. – Burlington: Elsevier, 1998. – P. 1–42.
8. The features of building the integrated model for development of two gas-condensate formations of Urengoyское field / A. Ignatyev, S. Bikbulatov, I. Mukminov, S. Romashkin, S. Buchinskiy, E. Vikulova // Society of Petroleum Engineers. – 2013. – № 166892. – P. 1–18.
9. Зипир В.Г. Базовые принципы построения интегрированной модели разрабатываемого месторождения углеводородов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: Материалы X Всероссийской научной технической конференции. – Пермь, 2017. – С. 142–145.
10. Crompton J., Gilman H. The future of integrated operations // Society of Petroleum Engineers. – 2011. – № 127715. – P. 1–7.
11. Integrated asset modeling in West Siberia: a case study / D.A. Batalov, R.Y. Yusupov, M.A. Zykov, V.G. Ziper, D.P. Gontarev, V. Kukushkin, R. Bayguzov, E. Kraynova, M. Krivokorytova, A. Kharkovsky // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – № 192578. – P. 1–7.
12. William D., McCain Jr. The properties of Petroleum Fluids. – Oklahoma: PennWellBooks, 1989. – P. 147–164.
13. Bartolomeu M.J., Abdrakhmanov A.B. Integrated production modelling of gas condensate field // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – № 171453. – P. 1–18.

14. Kyrnaev D.V. RITEK starts to develop an intelligent field approach // Oil.Gas.Innovations. – 2015. – № 1. – P. 62–63.
15. Зипир В.Г. Эксплуатация газоконденсатных месторождений в условиях самозадавливания добывающего фонда // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2019. – Т. I. – С. 105–107.
16. Ghorab K., Holmes J.A., Torrens R. Field planning using integrated surface/sub surface modeling // Society of Petroleum Engineers. – 2005. – № 92381. – P. 1–9.
17. Закиров С.Н. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1998. – 628 с.
18. Coupling of a surface network with reservoir simulation / A. Kosmala, S.I. Aanonsen, A. Gajraj, V. Biran, K. Brusdal, A. Stokkenes, R. Torrens // Society of Petroleum Engineers. – 2003. – № 84220. – P. 1–11.
19. Integrated modeling as an instrument for unique gas condensate field development concept choice / T.I. Gataullin, A.V. Poushev, A.V. Prokopenko, A.V. Sullagaev // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – № 187794. – P. 1–14.
20. Howell A., Torrens R., Szatny M. From reservoir through process, from today to tomorrow – the integrated asset model // Society of Petroleum Engineers. – 2006. – № 99469. – P. 1–20.

Поступила: 03.10.2019.

Информация об авторах

Зипир В.Г., аспирант отделения геологии, разведки и разработки полезных ископаемых Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

UDC 622.279.23:622.279.51

IMPROVEMENT OF EFFICIENCY OF DEVELOPING GREEN GAS-CONDENSATE FIELD PROJECT USING INTEGRATED ASSET MODELLING

Vladislav G. Zipir¹,

ZipirVG@inbox.ru

Oksana S. Chernova¹,

ChernovaOS@hw.tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the necessity to apply the integrated asset modeling to develop the project of green gas-condensate fields located in Extreme North regions. Today steady trend of hydrocarbon field development located in Arctic region of West-Siberian petroleum province is observed in Russia. Operating companies in this location consider the hydrocarbon reserves of Extreme North regions as the potential for compensation of production decrease in the very near future. Development of such fields is the priority task that is difficult to fix without leading simulation approaches. Development of self-contained fields is not standard business because of high geological, technological and economical risks. It requires complex approaches for development and high-quality staff as the investment outlay responsibility is too high. That is why the integrated asset modeling is considered as the basement for project development.

The main aim of the study is to prove the value of the integrated asset modeling for project development of self-contained green gas-condensate fields located in Extreme North regions.

Objects: green gas-condensate fields of Extreme North regions.

Methods: customized approach for modeling the production and treatment operation, integrated modeling of gas-condensate fields located in Extreme North regions.

Results. Stage-by-stage approach of the integrated asset modeling is designed for developing the project of green gas-condensate fields of Extreme North regions. The paper considers the customized approach for application of production and treatment models. The efficiency of the integrated asset modeling is proved.

Key words:

Long-range planning, gas-condensate field, production process optimization, field project development, integrated model.

REFERENCES

- Guyaguler B., Ghorayeb K. Integrated optimization of field development, planning, and operation. *Society of Petroleum Engineers*, 2006, no. 102557, pp. 1–13.
- Ahmed T., McKinney P.D. *Advanced reservoir engineering*. Burlington, Elsevier Publ., 2005. pp. 187–286.
- Toby S. Making the best of Integrated asset modeling. *Society of Petroleum Engineers*, 2014, no. 171161, pp. 1–11.
- Vinogradov P.V., Sadreev E.A., Nugumanov E.R., Sergeev E.I., Gimazov A.A. Adaptive approach to integrated modeling of development and exploitation of group of gas-condensate fields with a single production gathering and processing system. *Society of Petroleum Engineers*, 2015, no. 176583, pp. 1–23.
- Povyshshev K., Vershinin S., Vernikovskaya O. Specifics of development, infrastructure construction and production of oil-gas-condensate fields. Integrated Model Application Experience. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, no. 187857, pp. 1–11.
- Bikbulatov S., Smirnov A., Buleiko V., Mukminov I., Romashkin S. Optimization of operation of the system reservoir-well-pipeline-GTU based on the integrated modeling. *Society of Petroleum Engineers*, 2014, no. 171220, pp. 1–15.
- Dake L.P. *Fundamentals of reservoir engineering*. Burlington, Elsevier Publ., 1998. pp. 1–42.
- Ignatyev A., Bikbulatov S., Mukminov I., Romashkin S., Buchinskiy S., Vikulova E. The features of building the integrated model for development of two gas-condensate formations of Urengoykoe field. *Society of Petroleum Engineers*, 2013, no. 166892, pp. 1–18.
- Zipir V.G. Bazovye printsipy postroeniya integrirrovannoy modeli razrabatyvaemogo mestorozhdeniya uglevodorodov [Base aspects of hydrocarbon field integrated modeling]. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh. Materialy X Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Hydrocarbon and ore mineral fields exploitation problems. Materials of X Russian national Science and Technology Conference]. Perm, 2017. pp. 142–145.
- Crompton J., Gilman H. The future of integrated operations. *Society of Petroleum Engineers*, 2011, no. 127715, pp. 1–7.
- Batalov D.A., Yusupov R.Y., Zykov M.A., Zipir V.G., Gontarev D.P., Kukushkin V., Bayguzov R., Kraynova E., Krivokorytova M., Kharkovsky A. Integrated asset modeling in West Siberia: a case study. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, no. 192578, pp. 1–7.
- William D., McCain Jr. *The properties of petroleum fluids*. Oklahoma, PennWellBooks Publ., 1989. pp. 147–164.
- Bartolomeu M.J., Abdrakhmanov A.B. Integrated production modelling of gas condensate field. *Society of Petroleum Engineers*, 2014, no. 171453, pp. 1–18.
- Kyrnaev D.V. RITEK starts to develop an intelligent field approach. *Oil.Gas.Innovations*, 2015, no. 1, pp. 62–63.
- Zipir V.G. Ekspluatatsiya gazokondensatnykh mestorozhdeniy v usloviyakh samozadavlivaniya dobyvayushchego fonda [Exploitation of gas-condensate fields with production wells liquid loading problem]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXIII Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh* [Problems of geology and subsoil development. Materials of the XXIII International Scientific Symposium of Academic M.A. Usov of students and young scientists]. Tomsk, 2019. Vol. 1, pp. 105–107.
- Ghoreab K., Holmes J.A., Torrens R. Field planning using integrated surface/sub surface modeling. *Society of Petroleum Engineers*, 2005, no. 92381, pp. 1–9.
- Zakirov S.N. *Razrabotka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Gas and gas-condensate field exploitation]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 628 p.
- Kosmala A., Aanonsen S. I., Gajraj A., Biran V., Brusdal K., Stokkenes A., Torrens R. Coupling of a surface network with reservoir simulation. *Society of Petroleum Engineers*, 2003, no. 84220, pp. 1–11.
- Gataullin T.I., Poushev A.V., Prokopenko A.V., Sullagaev A.V. Integrated modeling as an instrument for unique gas condensate field development concept choice. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, no. 187794, pp. 1–14.
- Howell A., Torrens R., Szatny M. From reservoir through process, from today to tomorrow – the integrated asset model. *Society of Petroleum Engineers*, 2006, no. 99469, pp. 1–20.

Received: 3 October 2019.

Information about the authors

Vladislav G. Zipir, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

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

УДК 621.311.26: 621.311.68

ДВУХКОНТУРНЫЙ НАКОПИТЕЛЬ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМОМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Обухов Сергей Геннадьевич¹,
serob99@mail.ru

Плотников Игорь Александрович¹,
igorplt@tpu.ru

Ибрагим Ахмед¹,
ibragim@tpu.ru

Масолов Владимир Геннадьевич²,
vdm-tech@mail.ru

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

² ООО «ВДМ-техника»,
Россия, 115093, г. Москва, ул. Павловская, 27, стр. 3, оф. 206.

Актуальность. Актуальной задачей технико-экономического развития северных и восточных регионов России является обеспечение надежного и эффективного электроснабжения потребителей, территориально расположенных в отдаленных, труднодоступных районах. Перспективным способом решения данной проблемы является применение гибридных энергетических систем с возобновляемыми источниками энергии. Характерной особенностью режимов гибридных систем, особенно с высоким уровнем замещения топлива, является наличие пульсаций в зарядно-разрядных токах аккумуляторных батарей, используемых в качестве накопителей энергии. Эксплуатация аккумуляторных батарей в режиме импульсных токов приводит к быстрой деградации их характеристик и сокращению срока службы, что обуславливает снижение надежности системы электроснабжения и увеличение себестоимости генерируемой электроэнергии. Существенным недостатком гибридных систем, построенных по известным стандартным схемам, является неэффективное использование потенциала первичной возобновляемой энергии, что особенно критично для энергетических систем, территориально расположенных в районах с суровыми климатическими условиями. В статье предложены технические решения, позволяющие устранить обозначенные проблемы.

Цель: поиск и разработка технических решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности гибридных энергетических систем с высоким уровнем замещения топлива.

Методы: математическое и компьютерное моделирование с использованием программной среды MatLab/Simulink.

Результаты. Предложен новый способ построения и алгоритм управления режимами гибридных энергетических систем, обеспечивающих повышение их надежности и энергетической эффективности. Представлены результаты моделирования рабочих режимов гибридной электростанции с высоким уровнем замещения топлива, которые доказывают, что предложенный способ построения и алгоритм управления режимами обеспечивают надежное и эффективное управление балансом мощности гибридной энергетической системы во всех возможных эксплуатационных режимах. Применение двухконтурного накопителя энергии с предложенным алгоритмом управления обеспечивает снижение интенсивности отказов гибридной энергетической системы на 5,7 %, увеличение эксплуатационного ресурса аккумуляторных батарей на 50 %, повышение эффективности использования энергии возобновляемых источников на 28 % в сравнении со стандартными способами построения гибридных электростанций.

Ключевые слова:

Гибридная энергетическая система, возобновляемые источники энергии, накопитель энергии, суперконденсатор, аккумуляторная батарея.

Введение

Приоритетным направлением развития современной энергетики является применение возобновляемых источников энергии (renewable energy sources – RES). Одной из наиболее перспективных технологий использования RES являются гибридные энергетические системы (hybrid renewable energy systems – HRES), первоочередной областью практического применения которых являются децентрализованные системы электроснабжения потребителей, территориально расположенные в отдаленных, труднодоступных районах. Имеющийся опыт эксплуатации HRES

показал, что их применение обеспечивает повышение надежности, экономической и экологической эффективности в сравнении с традиционными системами электроснабжения, реализуемыми на основе дизель-генераторных установок (diesel generator sets – DGS) [1–3].

В общем случае в составе HRES могут применяться самые разнообразные источники энергии, но наибольшее распространение получили системы с использованием фотоэлектрических (photovoltaic – PV) и ветроэнергетических (wind turbine – WT) установок. Обусловлено это тем, что энергия Солнца и энергия ветрового потока повсеместно доступны.

Энергетические установки PV и WT выпускаются на широкий диапазон мощностей и их можно максимально приблизить к месту конечного потребления энергии, что особенно важно для автономной энергетики.

Самыми сложными с точки зрения управления режимами, и в то же время наиболее эффективными по потреблению горюче-смазочных материалов, эксплуатационным затратам и экологической чистоте, являются энергетические системы с высоким уровнем замещения органического топлива [4]. Обязательным элементом таких энергосистем является накопитель энергии, применение которого позволяет значительно повысить эффективность электростанции за счет аккумуляирования излишков энергии в периоды ее избытка и отдачи потребителю в периоды дефицита. Требованиям HRES по объемам и времени хранения энергии наилучшим образом соответствуют аккумуляторные системы накопления энергии (battery energy storage systems – BESS), которые и получили наибольшее распространение в гибридных системах [5, 6].

Характерной особенностью рабочих режимов HRES, особенно с высоким уровнем замещения топлива, является изменение в широком диапазоне значений генерируемой и потребляемой мощности на различных временных интервалах, что обуславливает наличие пульсаций в зарядно-разрядных токах BESS, которые приводят к повышению их температуры, выкипанию электролита и коррозии электродов [7, 8]. Эксплуатация BESS в режиме импульсных токов приводит к быстрой деградации их характеристик и сокращению срока службы. В работе [9] представлены результаты экспериментальных исследований по определению срока службы свинцово-кислотной батареи гелевого типа в режимах заряда-разряда сглаженным и импульсным токами. В результате проведенных экспериментов установлено, что при эксплуатации батареи в импульсном режиме ее гарантированный срок службы сокращается практически в 2 раза. Аналогичные результаты получены в работе [10] для аккумуляторов, выпускаемых под торговой маркой Tesla. В работе [11] представлены результаты исследований причин отказов свинцово-кислотных, никель-кадмиевых и литий-ионных батарей, работающих в составе HRES. Авторами установлено, что одной из основных причин отказа батарей являются режимы заряда-разряда импульсными токами.

Высокая актуальность данной проблемы определяется тем, что именно BESS является самым «слабым» звеном HRES с точки зрения эксплуатационного ресурса. Гарантированный срок службы большей части основного энергетического оборудования HRES (WT, PV, DGS, силовые преобразователи), заявляемый их производителями, обычно составляет 20–25 лет. Срок службы BESS, как правило, не превышает 5–10 лет и только при условии их оптимальной эксплуатации. При этом финансовые затраты на BESS составляют существенную долю от общей стоимости энергетической системы. Например, в работе [12]

установлено, что затраты на BESS составляют 52 % от общих приведенных затрат на небольшую PV станцию для одного домохозяйства в Индонезии. В работе [13] приведены результаты исследований по оптимизации состава оборудования HRES, включающей WT и PV, предназначенной для электроснабжения объекта со средним энергопотреблением 5,6 кВт·ч/сутки. В результате исследований определено, что стоимость BESS составляет 38,58 % от общей стоимости электростанции.

Цель настоящей работы состояла в поиске и разработке технических решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности HRES с высоким уровнем замещения топлива. В результате проведенных исследований предложен новый, оригинальный способ построения и алгоритм управления режимами HRES, обеспечивающие повышение ее надежности и энергетической эффективности.

Сравнительный анализ схем построения, систем контроля и управления режимами гибридных энергетических систем

С точки зрения базовой архитектуры возможны два основных подхода к построению HRES: с сопряжением генерирующих источников на постоянном и на переменном токе [14–16]. Однозначного ответа на вопрос «Какая архитектура лучше?» не существует, каждая из систем имеет свои достоинства и недостатки, и, соответственно, преимущественную область применения [17]. Решающее значение для достижения высоких уровней надежности и энергетической эффективности HRES имеет система контроля и управления [18, 19]. Существует два основных варианта структурной организации систем управления HRES: централизованная и децентрализованная (распределенная) [15, 18, 19]. Важным достоинством HRES с распределенным управлением является высокая надежность, так как одноточечные неисправности не являются критичными. При этом ощутимо повышается универсальность системы, что позволяет относительно легко вносить изменения в ее конфигурацию и проводить замены неисправного оборудования.

Проведенный анализ известных топологий и систем управления HRES показал, что для энергетических систем с высоким уровнем замещения преимущественно применяются HRES с архитектурой на постоянном токе, распределенной системой управления и аккумуляторными системами хранения энергии [15, 19]. Достоинствами данного технического решения являются: достаточно высокая надежность энергетической системы, высокое быстродействие, хороший уровень унификации. В то же время данное решение имеет и ряд недостатков, наиболее существенными из которых являются: необходимость применения преобразователей с согласованными техническими характеристиками, высокая сложность и стоимость преобразовательной техники, неэффективное использование потенциала первичной возобновляемой энергии. Последний недостаток особенно критичен для энергетических систем, территориально расположенных в районах с суровыми климатическими

условиями. Обусловлен данный недостаток тем, что при стандартной схеме построения HRES управление балансом мощности в системе осуществляется за счет ограничения выходной электрической мощности установок RES и в системах с высоким уровнем замещения топлива безвозвратные потери энергии будут весьма существенными.

Имеющийся опыт эксплуатации HRES в районах с суровыми климатическими условиями свидетельствует о том, что большая часть генерируемой энергии расходуется на систему жизнеобеспечения электростанции: обогрев контейнера, технологического оборудования и т. п. [20]. В предлагаемой схеме построения HRES излишки энергии, генерируемой установками RES, рассеиваются на балластных сопротивлениях, что позволяет полезно ее использовать для различных хозяйственных нужд: нагрев воды, отопление и т. п.

Описание предлагаемой архитектуры построения и способа управления режимами гибридных энергетических систем

В результате проведенных исследований разработано новое техническое решение, обеспечивающее максимально эффективное использование потенциала RES и оптимизацию режимов заряда/разряда BESS. Идея предлагаемого решения состоит в применении пассивной системы стабилизации напряжения на сборной DC шине за счет подключения к ней суперконденсатора (supercapacitor – SC) и управления энергетическим балансом в системе с помощью комбинированного накопителя энергии (combined energy storage – CES), состоящего из двух идентичных аккумуляторных батарей (battery bank – BB), поочередно работающих в режиме заряда/разряда, и регулируемой балластной нагрузки (ballast load – BL) [21].

Предлагаемая обобщенная схема построения HRES представлена на рис. 1.

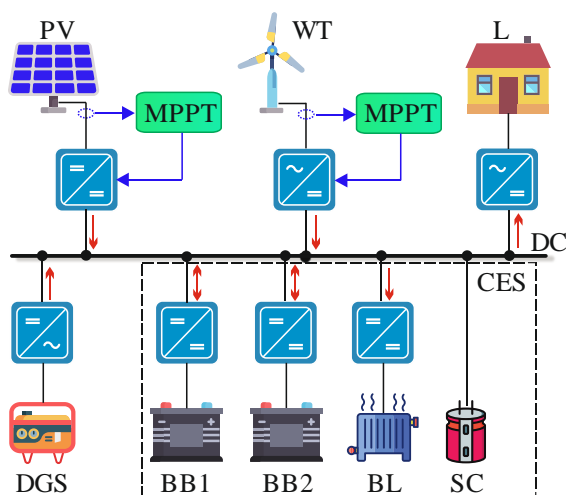


Рис. 1. Структурная схема гибридной электростанции с двухконтурным накопителем энергии

Fig. 1. Block diagram of a hybrid power plant with dual-circuit energy storage

Одной из основных компонент HRES при таком способе построения является DC-шина, функциональным назначением которой является сбор и распределении электрической энергии в замкнутой энергетической системе.

Уравнение баланса мощности для DC-шины запишется следующим образом:

$$P_{DC} = V_{dc} \cdot C \frac{dV_{DC}}{dt} =$$

$$(P_{DGS} + P_{WT} + P_{PV} + P_{dch}) - (P_L + P_{BL} + P_{ch}). \quad (1)$$

В общем случае баланс мощностей на шине определяется текущим соотношением генерируемой и потребляемой мощности. В качестве источников генерации могут использоваться: дизель-генераторные установки (P_{DGS}), ветроэнергетические (P_{WT}) и фотоэлектрические установки (P_{PV}), а также разрядная мощность ВВ (P_{dch}). Потребителями мощности являются: полезная нагрузка потребителя (P_L), балластная нагрузка (P_{BL}), зарядная мощность ВВ (P_{ch}).

Неуправляемой переменной в уравнении (1) является величина мощности, потребляемой полезной нагрузкой P_L . Для максимально эффективного использования доступной первичной энергии RES преобразователи WT и PV должны работать под управлением контроллеров поиска точки максимальной мощности (maximum power point tracking – MPPT) [22], соответственно величины генерируемой мощности P_{WT} и P_{PV} с точки зрения обеспечения энергетического баланса в системе также являются неуправляемыми переменными. Для управления балансом мощности и стабилизации величины напряжения DC-шины предлагаемая стратегия управления предполагает использование двух основных управляемых источников мощности: дизель-генераторную установку P_{DGS} и аккумуляторную батарею, работающую в режиме разряда P_{dch} . С учетом того, что в HRES с высоким уровнем замещения топлива возможны режимы, в которых величина генерируемой мощности установками RES может значительно превышать потребляемую мощность, в качестве дополнительного управляемого потребителя мощности в системе используется балластная нагрузка P_{BL} . Вторая ВВ, подключенная к шине в режиме отбора зарядной мощности может рассматриваться как частично управляемый потребитель мощности P_{ch} .

На рис. 2 представлены упрощенные эквивалентные схемы замещения HRES для двух основных режимов стабилизации STAB1 и STAB2. В режиме стабилизации STAB1 (рис. 2, а) управление балансом мощности в системе обеспечивается разрядной ВВ, в режиме стабилизации STAB2 (рис. 2, б) баланс мощности обеспечивается DGS. Так как управляемые источники мощности должны обеспечивать стабилизацию величины напряжения сборной DC-шины, они должны функционировать в режиме управляемых источников напряжения, все остальные энергетические установки представляются управляемыми и неуправляемыми источниками тока.

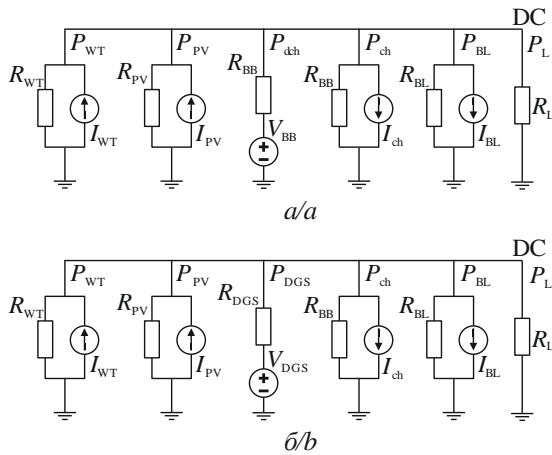


Рис. 2. Упрощенные эквивалентные схемы замещения гибридной энергетической системы

Fig. 2. Simplified equivalent circuits of substitution of the hybrid power system

В качестве критерия смены режимов работы HRES используется величина суммарной остаточной емкости BB ΣSOC . Диаграмма перехода между режимами стабилизации схематично представлена на рис. 3.

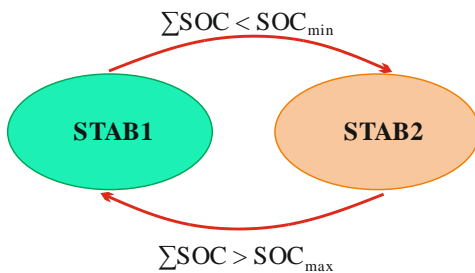


Рис. 3. Диаграмма перехода между режимами стабилизации

Fig. 3. Diagram of transition between the modes of stabilization

Предустановленные значения SOC_{min} и SOC_{max} определяются на этапе конфигурации системы и за-

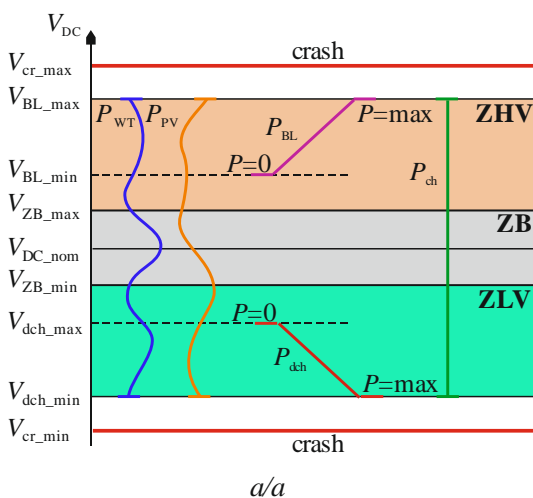


Рис. 4. Базовый вариант распределения рабочих зон напряжения в режиме стабилизации: а) от аккумуляторной батареи; б) от дизель-генераторной установки

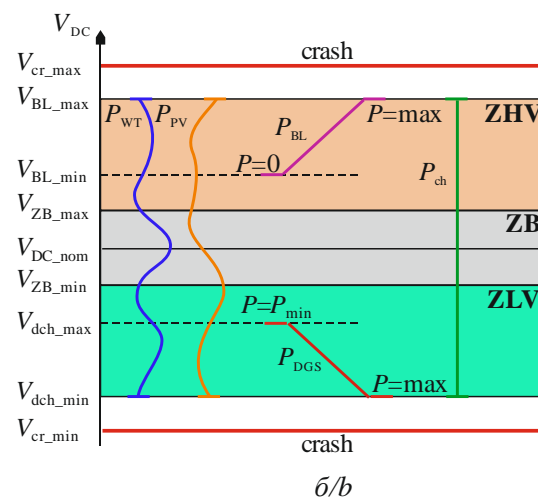
Fig. 4. Basic case of distribution of voltage zones in stabilization mode from: a) battery; b) diesel generator set

висят от типа используемых BESS, соотношения мощностей основных генерирующих источников, режимов эксплуатации электростанции, характера электрической нагрузки потребителя и т. д., и в общем случае подлежат оптимизации. В рассматриваемой HRES приняты следующие значения суммарной остаточной емкости обеих BB: $SOC_{min}=125\%$, $SOC_{max}=185\%$ от их номинальной емкости. Выбор данных значений обусловлен тем, что в рассматриваемом проекте используются свинцово-кислотные BESS, что предопределяет необходимость ограничения их максимальной глубины разряда (depth of discharge – DOD) величиной $DOD=60-70\%$ от номинальной емкости.

В базовом варианте используются три рабочих зоны напряжения DC-шины (рис. 4): буферная зона (buffer zone – ZB), зона высокого напряжения (high voltage zone – ZHV) и зона низкого напряжения (low voltage zone – ZLV). В ZHV суммарная мощность генерации установок RES превышает суммарную мощность потребления и в качестве стабилизирующего источника в режимах STAB1 и STAB2 используется регулируемая балластная нагрузка. Конструктивно балластная нагрузка представляет собой набор резисторов, которые подключаются к DC-шине через DC-DC преобразователь. Величина тока (соответственно мощности) преобразователя регулируется по следующему закону:

$$I_{BL_ref} = \frac{V_{DC} - V_{BL_min}}{V_{BL_max} - V_{BL_min}} \cdot I_{BL_max} \quad (2)$$

Уравнение (2) определяет линейное изменение потребляемой мощности балластной нагрузкой от 0 до номинального значения P_{BL_max} в диапазоне напряжений от V_{BL_min} до V_{BL_max} . Для практической реализации данного закона управления требуется измерение двух электрических параметров режима: величины напряжения DC-шины V_{DC} и входного тока преобразователя I_{BL} .



Красными линиями на рис. 4 обозначена зона безаварийного функционирования электростанции. При выходе величины напряжения DC-шины за пределы заданных напряжений V_{cr_min} и V_{cr_max} режим работы энергетической системы инициируется как авария (crash), которая ликвидируется средствами противоаварийной автоматики.

В ZLV потребляемая мощность превышает суммарную мощность генерации установок RES и стабилизирующим источником в режиме STAB1 является ВВ, работающая в режиме разряда на DC-шину (рис. 4, а). Величина тока (соответственно мощности) преобразователя разрядной ВВ в этом режиме регулируется по следующему закону:

$$I_{dch_ref} = \frac{V_{dch_max} - V_{DC}}{V_{dch_max} - V_{dch_min}} \cdot I_{dch_max} \quad (3)$$

Уравнение (3) определяет линейное изменение генерируемой мощности разрядной ВВ от 0 до номинального значения P_{dch_max} в диапазоне напряжений от V_{dch_max} до V_{dch_min} . В качестве входных сигналов управления используется величина напряжения DC-шины V_{DC} и значение выходного тока преобразователя I_{dch} .

ZB используется для надежного разделения режимов работы регулирующих источников в системе, кроме того ее применение позволяет минимизировать (в идеале исключить) количество переходов из ZHV в ZLV, которые могут привести к неустойчивому или колебательному режиму работы системы управления.

В режиме STAB2 (рис. 4, б) основным регулирующим источником энергосистемы является DGS, для сохранения эксплуатационного ресурса которой необходимо минимизировать число ее включений и отключений. Кроме того, в рабочем режиме DGS необходимо обеспечить ее загрузку на уровне не ниже 25 % от ее номинальной мощности. В базовом варианте распределения рабочих зон напряжения для режима STAB2 принят к рассмотрению вариант гарантированного заряда одной ВВ, а вторая ВВ переводится в режим заряда только после полного заряда первой.

В соответствии с принятым алгоритмом, величина тока (соответственно мощности) преобразователя DGS регулируется по следующему закону:

$$I_{DGS_ref} = \frac{V_{dch_max} - V_{DC}}{V_{dch_max} - V_{dch_min}} \times \times \left[I_{DGS_max} - I_{DGS_min} \right] + I_{DGS_min} \quad (4)$$

Практическая реализация условия (4) кроме гарантированного заряда одной ВВ за время включения DGS обеспечивает и приемлемый коэффициент загрузки дизельного двигателя. Это достигается ограничением и удержанием тока DGS не ниже некоторого предустановленного значения I_{DGS_min} , соответствующего минимально допустимой нагрузке дизеля, например 25 % от номинальной мощности. Технически данное требование реализуется сужением диапа-

зона регулирования выходного преобразователя DGS за счет ограничения значений коэффициента заполнения.

Необходимо отметить, что для реализации предложенных алгоритмов управления необходимо выполнение ряда важных соотношений, обеспечивающих эксплуатацию энергетической системы в пределах безопасных рабочих зон.

1. Величина максимально допустимой разрядной мощности одного контура ВВ P_{BB_dch} должна быть больше максимальной электрической нагрузки P_{L_max} :

$$P_{BB_dch} \geq P_{L_max};$$

2. Номинальная (максимальная) величина балластной нагрузки должна удовлетворять следующему уравнению:

$$P_{BL_max} \geq P_{WT} + P_{PV} - P_{L_min}.$$

Частным случаем данного уравнения является условие равенства мощности минимальной электрической нагрузки нулю $P_{L_min}=0$.

3. Номинальная мощность DGS должна обеспечивать покрытие максимальной электрической нагрузки и необходимую зарядную мощность ВВ:

$$P_{DGS_nom} \geq P_{L_max} + P_{ch}.$$

Идея предлагаемой логики управления режимами HRES состоит в переключении ВВ с режима заряда в режим разряда и обратно по заданным пороговым значениям ее остаточной емкости. Соответственно, для практической реализации данной логики управления необходим постоянный контроль величины остаточной емкости каждой ВВ в режиме реального времени. Кроме того, необходимо обеспечить контроль и суммарной остаточной емкости ВВ ΣSOC , величина которой является критерием для смены режимов работы энергетической системы (рис. 3).

Логике предлагаемого способа управления режимами HRES поясняет рис. 5, на котором представлены блок-схема алгоритма управления режимами (рис. 5, а) и силовые схемы подключения BESS и DGS к сборной DC-шине (рис. 5, б).

Одним из возможных вариантов схемотехнического построения контроллера CES является разделение функций локального и стратегического управления преобразователями. По аналогичной схеме может быть построена и система управления преобразователем DGS. При применении данного подхода сигналы непосредственного управления ключами преобразователей (I_{ch_ref} , I_{dch_ref} , I_{DGS_ref}) формируются по локальной токовой петле в зависимости от текущих значений напряжения DC-шины и выходного (входного) тока соответствующего преобразователя, а сигналы управления, обеспечивающие переключение режимов работы (Gate_BB1, Gate_BB2, DGS_on/off), формируются логическим блоком контроллера в зависимости от текущих значений остаточной емкости ВВ.

На силовой схеме подключения стабилизирующих источников (рис. 5, б) для большей наглядности показано, что сигналы управления, формируемые логиче-

ским блоком контроллера, обеспечивают непосредственное включение/отключение преобразователей ВВ и DGS за счет применения дополнительных ключей. В реальных схемах построения преобразователей

применение дополнительных ключей не является обязательным, так как процессы включения/отключения преобразователей могут быть легко обеспечены за счет управления транзисторами их силовой части.

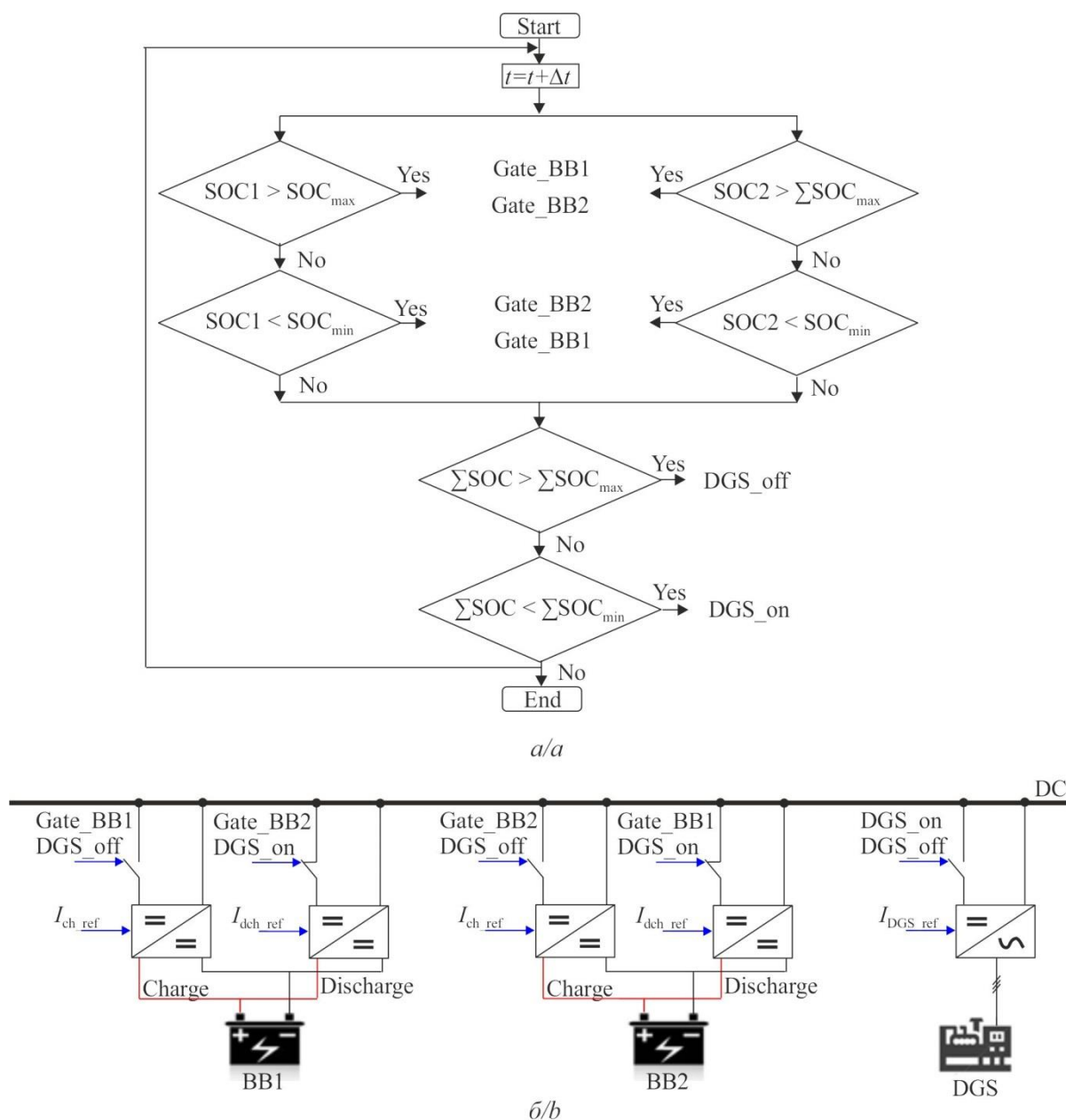


Рис. 5. Логика предлагаемого способа управления режимами гибридной энергетической системы: а) блок-схема алгоритма управления; б) силовые схемы подключения стабилизирующих источников

Fig. 5. Logic of the proposed method of controlling the modes of the hybrid energy system: a) flow chart of the control algorithm; b) power circuits of the stabilizing sources

Методы и объект исследования

В качестве основного инструмента исследований в данной работе использовался программный комплекс MATLAB/Simulink, в среде которого в соответствии со структурной схемой HRES (рис. 1) были разработаны и реализованы математические модели всех основных компонентов рассматриваемой технической

системы. В составе комплексной модели HRES можно выделить пять типов моделей: модели первичных энергоносителей (модель ветрового потока и солнечного излучения), модели энергетических установок (DGS, WT, PV), модели аккумулирующих устройств (SC, BESS), модели потребителей энергии (L, BL), модели силовых полупроводниковых преобразователей.

В данной работе использовались динамические модели компонентов, построенные на основе уравнений, описывающих физические процессы преобразования энергии. Подробное описание моделей компонентов HRES, которые использовались при проведении исследований, приведено в работах [23–27]. Модели компонентов выполнены в виде отдельных функциональных блоков, что обеспечивает возможность построения и исследования режимов работы HRES произвольной конфигурации [28].

В качестве объекта исследования в настоящей работе принята автономная HRES, территориально расположенная в районе г. Томска, состоящая из WT, номинальной мощностью 10 кВт ($V_{\min}=3$ м/с, $V_{\text{ном}}=9$ м/с), PV на базе солнечной батареи из 18 фотоэлектрических модулей Sunways FSM 340M, дизель-генераторного агрегата Geko 20012 ED-S/DEDA, номинальной мощностью 16 кВт, CES на базе аккумуляторов MONBAT 12MVR200 в количестве 20 штук на один контур и суперконденсаторного модуля из трех последовательно соединенных суперконденсаторов МСК-8-112, общей емкостью 2,7 Ф.

Для моделирования электрической нагрузки HRES использовался характерный суточный график нагрузок коммунально-бытового характера с максимумом в 10 кВт, величина максимальной балластной нагрузки принята равной 16,2 кВт. Рассматривался вариант PV с жестко зафиксированной солнечной батареей, ориентированной на Юг и установленной под углом 56,5° к горизонту.

Результаты и их обсуждение

Для проверки работоспособности и апробации предложенных технических решений использовались

результаты компьютерного моделирования рабочих режимов HRES. Был разработан план исследований, в соответствии с которым проведена серия вычислительных экспериментов, моделирующих статические и динамические режимы HRES, возможные при ее эксплуатации.

В качестве примера на рис. 6 показаны результаты моделирования выходной электрической мощности установок RES (P_{PV} и P_{WT}) на суточном временном интервале (86400 с). Суточные изменения солнечной радиации (G) соответствуют дню зимнего солнцестояния со средними условиями облачности. Скорость ветра (V) задана ступенчатой функцией с амплитудой от 2 до 8 м/с, изменяющейся в моменты модельного времени 10000 и 50000 с.

Явное задание скорости ветра, остающейся неизменным на длительных интервалах времени, позволяет решить две задачи: с одной стороны значительно сократить требования к вычислительным ресурсам компьютера и тем самым уменьшить время моделирования; с другой стороны позволяет выделить для последующего анализа требуемые режимы функционирования CES и всей энергетической системы.

Результаты моделирования рабочих режимов HRES для заданных характеристик первичных энергоносителей представлены на рис. 7. На рисунке показаны графики изменения разрядного тока (I_{dch}), тока заряда (I_{ch}) и остаточной емкости (state of charge – SOC) аккумуляторных батарей BB1 и BB2, напряжения сборной шины (V_{DC}), втекающих и вытекающих токов DC-шины: суммарного тока от установок RES (I_{RES}), тока полезной (I_L) и балластной (I_{BL}) нагрузок, тока DGS (I_{DGS}).

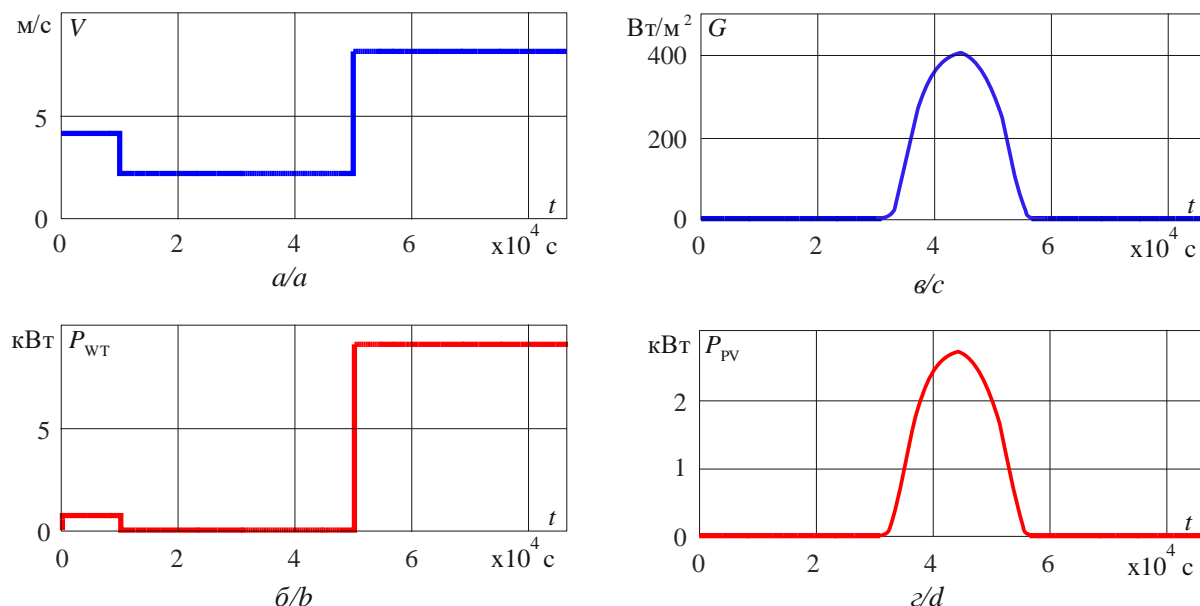


Рис. 6. Результаты моделирования выходной электрической мощности установок возобновляемой энергетики на суточном временном интервале: а) скорость ветра; б) мощность ветроэнергетической установки; в) солнечная радиация; г) мощность солнечной батареи

Fig. 6. Simulation results of the output power of the renewable energy installations on the daily time interval: а) wind speed; б) wind power capacity; в) solar irradiance; г) solar power

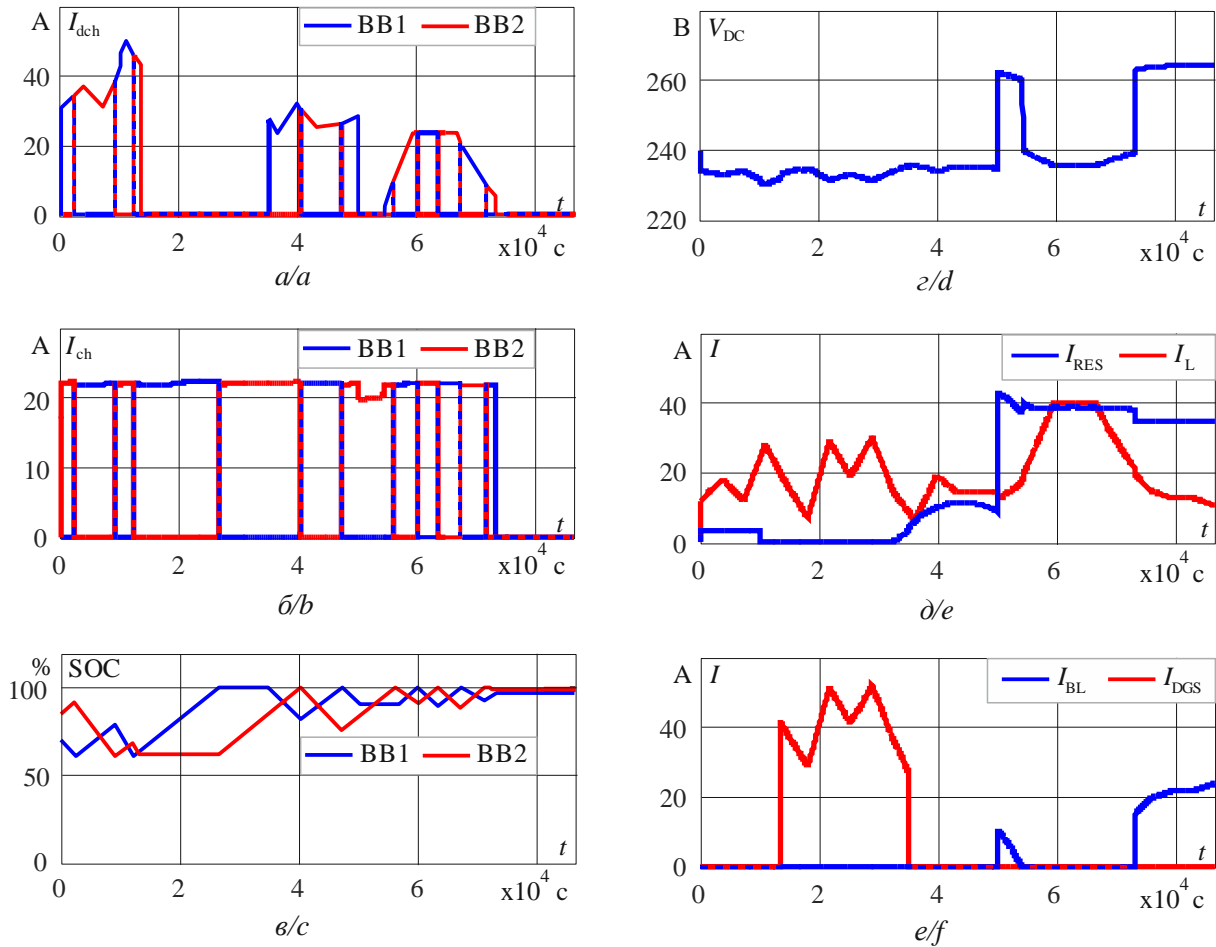


Рис. 7. Результаты моделирования рабочих режимов гибридной энергетической системы на суточном временном интервале: а) разрядный ток аккумуляторных батарей; б) зарядный ток аккумуляторных батарей; в) остаточная емкость аккумуляторных батарей; г) напряжение сборной шины; д) суммарный ток установок возобновляемой энергетики и ток нагрузки; е) ток балластной нагрузки и ток дизель-генераторной установки

Fig. 7. Results of simulation of operating modes of a hybrid energy system on the daily time interval: a) battery discharge current; b) battery charging current; c) residual battery capacity; d) busbar voltage; e) total current of renewable energy installations and load current; f) ballast current and diesel generator set current

Анализ полученных графиков (рис. 7) показывает, что на временном интервале от 0 до 50000 с мощности, генерируемой установками RES, недостаточно для полного покрытия электрической нагрузки. Это приводит к тому, что в момент времени около 14000 с обе BB оказываются разряженными ниже допустимого порогового уровня ($\Sigma SOC < 125\%$). Логический блок контроллера формирует управляющий сигнал на запуск DGS, и на интервале времени от 14000 до 35000 с управление балансом мощности в энергетической системе обеспечивается DGS. Аккумуляторные батареи BB1 и BB2 на этом временном интервале поочередно заряжаются, что хорошо видно из представленных на рис. 7 графиков их остаточной емкости SOC. При достижении суммарного заряда BB заданного порогового уровня ($\Sigma SOC > 185\%$) DGS отключается и далее регулирование баланса мощности обеспечивается разрядной BB.

На интервалах модельного времени от 50000 до 54000 с и от 73000 с до конца рассматриваемых суток суммарная мощность, генерируемая установками RES, превышает мощность, потребляемую полезной нагруз-

кой и заряжаемой BB. В соответствии с заданным алгоритмом (рис. 4) стабилизация энергетического баланса в системе в данных режимах обеспечивается регулированием мощности балластной нагрузки.

Анализ результатов моделирования свидетельствует о том, что предложенный алгоритм обеспечивает устойчивую работу энергетической системы в режимах STAB1 и STAB2, величина напряжения DC-шины не выходит за пределы заданных рабочих зон, все преобразователи работают в штатном режиме.

В качестве наиболее сложных тестов проверки работоспособности алгоритма управления CES использовались результаты моделирования суточного рабочего режима HRES с учетом турбулентной составляющей скорости ветра. Турбулентная составляющая ветрового потока приводит к появлению широкополосной пульсации выходной мощности WT, что может способствовать потере динамической устойчивости энергетической системы. Однако такие эксплуатационные режимы являются типичными для HRES, соответственно их анализ является обязательным.

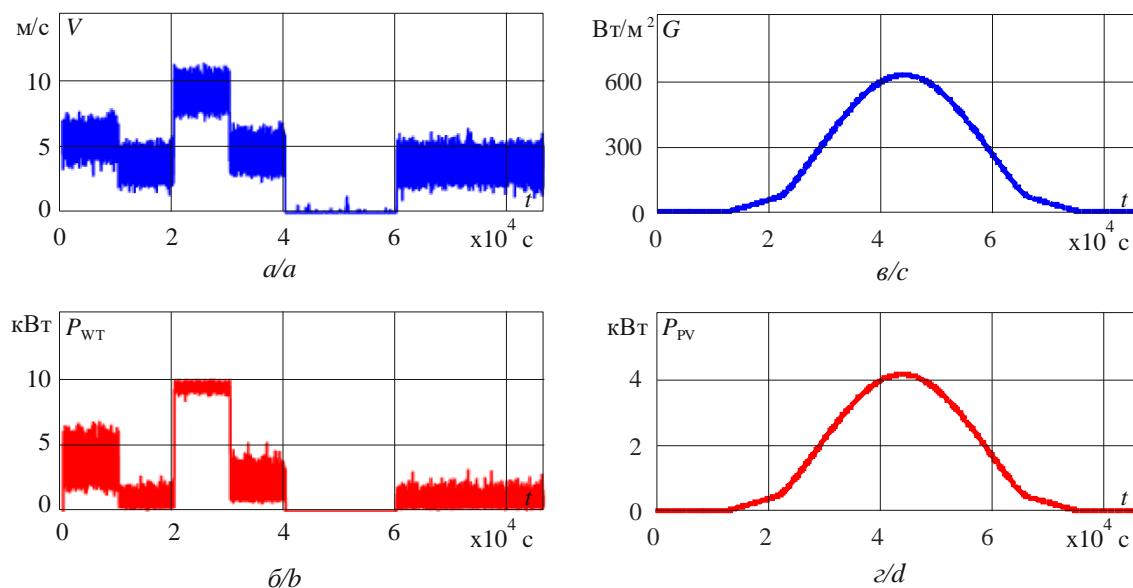


Рис. 8. Результаты моделирования выходной электрической мощности установок возобновляемой энергетики на суточном временном интервале: а) скорость ветра; б) мощность ветроэнергетической установки; в) солнечная радиация; г) мощность солнечной батареи

Fig. 8. Simulation results of the output power of the renewable energy installations on the daily time interval: а) wind speed; б) wind power capacity; в) solar irradiance; д) solar power

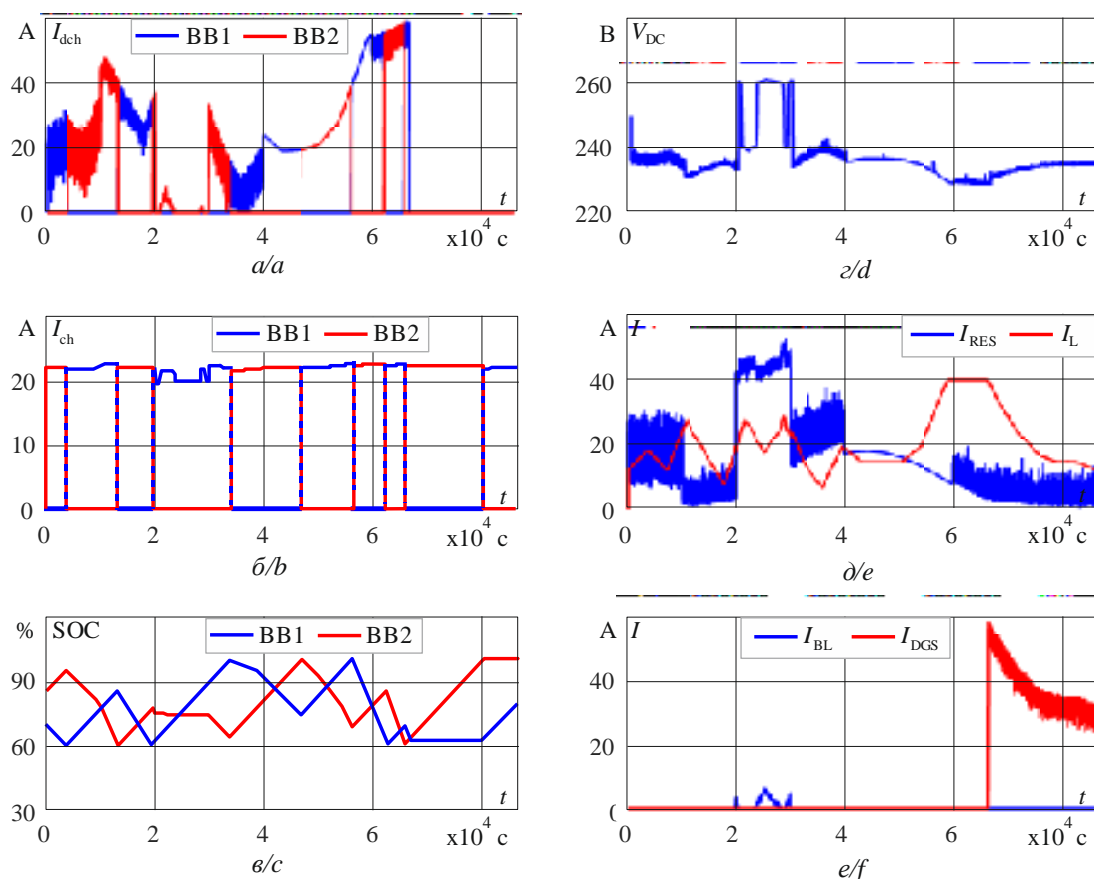


Рис. 9. Результаты моделирования рабочих режимов гибридной энергетической системы на суточном временном интервале: а) разрядный ток аккумуляторных батарей; б) зарядный ток аккумуляторных батарей; в) остаточная емкость аккумуляторных батарей; г) напряжение сборной шины; д) суммарный ток установок возобновляемой энергетики и ток нагрузки; е) ток балластной нагрузки и ток дизель-генераторной установки

Fig. 9. Simulation results of operating modes of a hybrid energy system on the daily time interval: а) battery discharge current; б) battery charging current; в) residual battery capacity; г) busbar voltage; д) total current of renewable energy installations and load current; ф) ballast current and diesel generator set current

На рис. 8, 9 представлены результаты моделирования суточного режима работы HRES с учетом турбулентной составляющей скорости ветра.

В данном вычислительном эксперименте рассматривается день летнего солнцестояния со средними условиями облачности, средняя скорость ветра в течение суток скачкообразно изменяется от 0 до 10 м/с (рис. 8), что соответствует всему рабочему диапазону моделируемой WT. Как видно из представленных на рис. 9 графиков, система управления CES обеспечивает надежное и эффективное управление балансом мощности в изолированной энергетической системе во всех возможных эксплуатационных режимах.

Результаты проведенных вычислительных экспериментов подтвердили работоспособность предложенной архитектуры и алгоритма управления режимами автономной HRES с высоким уровнем замещения топлива.

Достоинствами рассмотренного алгоритма управления CES является его относительная простота и универсальность. Данный алгоритм обеспечивает режимы заряда ВВ стабильным током и минимизирует режимы переключения ВВ из режимов заряд в режим разряд и обратно, чем обеспечивается их сохранность и максимальный эксплуатационный ресурс.

Предложенная архитектура построения HRES позволяет использовать в ее составе силовые полупроводниковые преобразователи с несогласованными характеристиками и простой схемотехникой. С точки зрения эксплуатационной надежности HRES является достаточно живучей, так как никакой информационной связи между преобразователями установок RES не требуется, отказ любого преобразователя или генерирующего источника, кроме выходного инвертора, не нарушает общей работоспособности энергетической системы. Обеспечивается простота изменения конфигурации системы путем добавления/исключения в состав электростанции генерирующих установок разного типа и разных производителей без необходимости изменения настроек системы управления.

Выполненный расчет надежности HRES показал, что применение CES с предложенным алгоритмом управления режимами обеспечивает снижение интенсивности отказов энергетической системы на 5,7 % и увеличение эксплуатационного ресурса ВВ на 50 %. Для расчета показателей надежности HRES применялся логико-вероятностный метод на основе структурных схем надежности [29], в качестве исходных данных использовались типичные показатели надежности элементов исследуемой системы, установленные по технической

спецификации [30], эксплуатационный ресурс ВВ определен по результатам исследований [9–11].

Анализ годового энергетического баланса рассматриваемой HRES, территориально расположенной в районе г. Томска, показал, что применение CES с предлагаемым алгоритмом управления обеспечивает увеличение выработки энергии установками RES, а соответственно повышение эффективности использования энергии на 28 % в сравнении со стандартными способами построения HRES. Следует отметить, что значение данного показателя во многом зависит от энергетического потенциала RES в месте расположения электростанции, соотношения установленных мощностей и технических характеристик основного энергетического оборудования и нагрузки, и может достигать значений до 60 % [31].

В настоящее время на производственной площадке ООО «ВДМ-техника» изготовлен экспериментальный образец CES на номинальную мощность 15 кВт на основе аккумуляторных и суперконденсаторных модулей, разработан комплект эскизной конструкторской документации, программа и методика его исследовательских испытаний. В 2020 г. запланировано проведение испытаний экспериментального образца CES в составе стенда-полигона локальной системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии, что позволит оценить возможность и эффективность его практического применения в реальных энергетических системах, проверить принятые компоновочные решения, а также найти технические решения, обеспечивающие улучшение его конструкции.

Заключение

Результаты проведенных исследований показали, что предложенный способ построения и алгоритм управления режимами HRES обеспечивают надежное и эффективное управление балансом мощности в HRES во всех возможных эксплуатационных режимах. Достоинствами предложенных технических решений являются: обеспечение режимов заряда аккумуляторных батарей стабильным током, минимизация режимов неполного заряда/разряда и эффективное использование потенциала первичной возобновляемой энергии.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации. Уникальный идентификатор работ – RFMEFI57617X0098 (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. № 075-11-2018-181, внутренний номер соглашения 14.576.21.0098).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Renewables 2018 Global Status Rep. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. – 2018. – 325 p. URL: <http://www.ren21.net/> (дата обращения: 29.04.2019).
2. Sawle Y., Gupta S.C., Bohre A.K. Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2018. – V. 81 (2). – P. 2217–2235.
3. Архипова О.В., Ковалев В.З., Хамитов Р.Н. Методика моделирования регионально обособленного электротехнического комплекса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 173–180.
4. Salas V., Suponthana W., Salas R.A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads // Applied Energy. – 2015. – V. 157 (1). – P. 195–216.
5. Battery storage for renewables: market status and technology outlook // International Renewable Energy Agency. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf (дата обращения: 29.04.2019).
6. Eller A., Gauntlett D. Energy storage trends and opportunities in emerging markets. URL: <https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/7151-IFC-EnergyStorage-report.pdf> (дата обращения: 29.04.2019).
7. Hu X., Martinez C.M., Yang Y. Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric

- vehicles: a unified cost-optimal approach // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2017. – V. 87 (8). – P. 4–16.
8. Kan S.Y., Verwaal M., Broekhuizen H. The use of battery-capacitor combinations in photovoltaic powered products // *Journal of Power Sources*. – 2006. – V. 162 (2). – P. 971–974.
9. Optimal hybridization and amortized cost study of battery/supercapacitors system under pulsed loads / A. Lahyana, A. Sari, I. Lahbib, P. Venet // *Journal of Energy Storage*. – 2016. – V. 6. – P. 222–231.
10. Hund T. Capacity loss in PV batteries and recovery procedures // *Photovoltaic System Applications Department, Sandia National Laboratories*. – 12 p. URL: https://pdfs.semanticscholar.org/87fd/d2343a6665f1251ee0c645fd3442f2e340e1.pdf?_ga=2.91045971.85236334.1578964892-1940863712.1578964892 (дата обращения: 29.04.2019).
11. Jossen A., Garche J., Sauer D.U. Operating conditions of batteries in PV applications // *Solar Energy*. – 2004. – V. 76. – P. 759–769.
12. Life cycle cost analysis of a standalone PV system / A.Q. Jakhani, A.K. Othman, A.R.H. Rigit, S.R. Samo // *IEEE 2012 Int. Conf. Green Ubiquitous Technol.* – Jakarta, Indonesia, 2012. – P. 82–85.
13. Optimum design of an off-grid hybrid renewable energy system for an office building / A. Ataei, M. Nedaei, R. Rashidi, C. Yoo // *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. – 2015. – V. 7 (053123). – 27 p. DOI: 10.1063/1.4934659.
14. A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: configurations, control, and applications / M.H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, Z. Salameh // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. – 2011. – V. 2 (4). – P. 392–403.
15. Upadhyay S., Sharma M.P. A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2014. – V. 38. – P. 47–63.
16. Sawle Y., Gupta S.C., Bohre A.K. PV-wind hybrid system: a review with case study // *Cogent Engineering*. – 2016. – V. 3. – P. 1–21.
17. Обухов С.Г., Плотников И.А. Сравнительный анализ схем автономных электростанций, использующих установки возобновляемой энергетики // *Промышленная энергетика*. – 2012. – № 7. – С. 46–51.
18. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: a review / L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M.S. Ismail, M. Moghavvemi // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – V. 62. – P. 821–835.
19. Chauhan A., Saini R.P. A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2014. – V. 38. – P. 99–120.
20. A hybrid power plant based on renewables and electrochemical energy storage and generation systems for decentralized electricity supply of the northern territories / A.S. Grigoriev, V.V. Skorlygin, S.A. Grigoriev, D.A. Melnik, M.N. Filimonov // *International Journal of Electrochemical Science*. – 2018. – V. 13. – P. 1822–1830.
21. Система автономного электроснабжения: пат. Рос. Федерация № 2638025; заявл. 10.01.2017; опубл. 11.12.2017, Бюл. № 35. – 5 с.
22. Подход к построению адаптивного алгоритма экстремального регулирования мощности в системе солнечной энергетики / С.Г. Михальченко, В.А. Русский, С.М. Семенов, И.П. Орлянский, Н. Sandor // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 102–112.
23. Obukhov S.G., Plotnikov I.A., Masolov V.G. Mathematical model of solar radiation based on climatological data from NASA SSE // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2018. – V. 363 (012021). – 7 p. DOI: 10.1088/1757-899X/363/1/012021.
24. Обухов С.Г., Дураев Н.Н., Плотников И.А. Имитационная модель дизельного двигателя для исследования его рабочих характеристик на переменной частоте вращения // *Известия Томского политехнического университета*. – 2013. – Т. 322. – № 4. – С. 48–52.
25. Обухов С.Г., Сарсикеев Е.Ж. Математическая модель ветротурбины малой мощности в MATLAB SIMULINK // *Альтернативная энергетика и экология: Международный научный журнал*. – 2012. – № 2. – С. 42–48.
26. Mathematical modeling of hybrid renewable energy system: a review on small hydro-solar-wind power generation / B. Bhandari, S.R. Poudel, K.T. Lee, S.H. Ahn // *International Journal of precision engineering and manufacturing-green technology*. – 2014. – V. 1. – № 2. – P. 157–173.
27. A hybrid renewable system based on wind and solar energy coupled with an electrical storage: dynamic simulation and economic assessment / A. Buonomano, F. Calise, M.D. d'Accadia, M. Vicidomini // *Energy*. – 2018. – V. 155. – P. 174–189.
28. Обухов С.Г., Плотников И.А. Имитационная модель режимов работы автономной фотоэлектрической станции с учетом реальных условий эксплуатации // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 6. – С. 38–51.
29. Клевцов А.Л. Программа для расчета надежности информационных и управляющих систем АЭС // *Ядерная радиационная безопасность*. – 2013. – № 1. – P. 48–53.
30. Яковлева Э.В., Бабулин С.В. Расчет надежности электротехнического комплекса с фотоэлектрической станцией // *Современная техника и технологии*. – 2015. – № 5. – URL: <http://technology.snauka.ru/2015/05/7197> (дата обращения: 15.07.2019).
31. Обухов С.Г., Плотников И.А., Масолов В.Г. Анализ режимов работы накопителей энергии в автономных гибридных электростанциях с возобновляемыми источниками энергии // *Альтернативная энергетика и экология: Международный научный журнал*. – 2018. – № 13–15. – С. 55–67.

Поступила 12.09.2019 г.

Информация об авторах

Обухов С.Г., доктор технических наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Плотников И.А., кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ибрагим А., аспирант Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Масолов В.Г., кандидат технических наук, генеральный директор ООО «ВДМ-техника».

UDC 621.311.26: 621.311.68

DUAL ENERGY STORAGE FOR HYBRID ENERGY SYSTEMS WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES

Sergey G. Obukhov¹,
serob99@mail.ru

Igor A. Plotnikov¹,
igorplt@tpu.ru

Ahmed Ibrahim¹,
ibragim@tpu.ru

Vladimir G. Masolov²,
vdm-tech@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² VDM-tehnika LLC,
27, Pavlovskaya street, Moscow, 115093, Russia.

Relevance. The urgent task of technical and economic development of the northern and eastern regions of Russia is to provide reliable and efficient power supply to consumers, geographically located in remote, hard-to-reach areas. The use of hybrid energy systems with renewable energy sources is a promising way to solve this problem. A characteristic feature of the modes of hybrid systems, especially with a high level of fuel replacement, is the presence of ripples in charge-discharge currents of batteries used as energy storage devices. The operation of batteries in the mode of pulsed currents leads to rapid degradation of their characteristics and reduction in the service life, which leads to decrease in reliability of the power supply system and increase in the cost of generated electricity. A significant drawback of hybrid systems built according to well-known standard schemes is the inefficient use of the potential of primary renewable energy, which is especially critical for power systems geographically located in areas with severe climatic conditions. The article proposes technical solutions to eliminate the indicated problems.

Aim of the study is to search for and develop technical solutions to improve the efficiency of hybrid energy systems with a high level of fuel substitution.

Methods: mathematical and computer modeling using the Matlab/Simulink software environment.

Results. We offer a new method of construction and control algorithm of the modes of hybrid energy systems, which provide increasing their reliability and energy efficiency. The results of the modeling and the operating modes of a hybrid power plant with a high level of fuel substitution are presented, which proves that the proposed method of construction and the control algorithm provides reliable and efficient control of the power balance of a hybrid power system in all possible operating conditions. The application of the proposed algorithm in a dual-circuit energy storage device provides 5,7 % reduction in the failure rate of the hybrid power system, increasing the operating life of the batteries by 50 %, more efficient use of renewable energy by 28 % compared with conventional methods of construction of hybrid plants.

Key words:

Hybrid power system, renewable energy, energy storage, super capacitor, battery.

The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation. The unique ID of the work – RFMEFI57617X0098 (Agreement on granting subsidies from 26.09.2017, no. 075-11-2018-181, internal agreement number 14.576.21.0098).

REFERENCES

1. *Renewables 2018 Global Status Rep ort. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.* 2018. 325 p. Available at: <http://www.ren21.net/> (accessed 29 April 2019).
2. Sawle Y., Gupta S.C., Bohre A.K. Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, vol. 81, no. 2, pp. 2217–2235.
3. Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Methodology of modeling regionally isolated electrotechnical complex. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 173–180. In Rus.
4. Salas V., Suponthana W., Salas R.A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads. *Applied Energy*, 2015, vol. 157, no. 1, pp. 195–216.
5. Battery storage for renewables: market status and technology outlook. *International Renewable Energy Agency*. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf (accessed 29 April 2019).
6. Eller A., Gauntlett D. *Energy storage trends and opportunities in emerging markets*. Available at: <https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/7151-IFC-EnergyStorage-report.pdf> (accessed 29 April 2019).
7. Hu X., Martinez C.M., Yang Y. Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles: a unified cost-optimal approach. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2017, vol. 87, no. 8, pp. 4–16.
8. Kan S.Y., Verwaal M., Broekhuizen H. The use of battery-capacitor combinations in photovoltaic powered products. *Journal of Power Sources*, 2006, vol. 162, no. 2, pp. 971–974.
9. Lahyana A., Sari A., Lahbib I., Venet P. Optimal hybridization and amortized cost study of

- battery/supercapacitors system under pulsed loads. *Journal of Energy Storage*, 2016, vol. 6, pp. 222–231.
10. Hund T. Capacity loss in PV batteries and recovery procedures. *Photovoltaic System Applications Department, Sandia National Laboratories*. 12 p. Available at: https://pdfs.semanticscholar.org/87fd/d2343a6665f1251ee0c645fd3442f2e340e1.pdf?_ga=2.91045971.85236334.1578964892-1940863712.1578964892 (accessed 29 April 2019).
11. Jossen A. Garche J., Sauer D.U. Operating conditions of batteries in PV applications. *Solar Energy*, 2004, vol. 76, pp. 759–769.
12. Jakhrani A.Q., Othman A.K., Rigit A.R.H., Samo S.R. Life cycle cost analysis of a standalone PV system. *IEEE 2012 Int. Conf. Green Ubiquitous Technol.* Jakarta, Indonesia, 2012. pp. 82–85.
13. Ataei A., Nedaei M., Rashidi R., Yoo C. Optimum design of an off-grid hybrid renewable energy system for an office building. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2015, vol. 7 (053123), 27 p. DOI: 10.1063/1.4934659
14. Nehrir M.H., Wang C., Strunz K., Aki H., Ramakumar R., Bing J., Miao Z., Salameh Z. A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: configurations, control, and applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2011, vol. 2, no. 4, pp. 392–403.
15. Upadhyay S., Sharma M.P. A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 38, pp. 47–63.
16. Sawle Y., Gupta S.C., Bohre A.K. PV-wind hybrid system: a review with case study. *Cogent Engineering*, 2016, vol. 3, pp. 1–21.
17. Obukhov S.G., Plotnikov I.A. Comparative analysis of the schemes of autonomous power plants using renewable energy installations. *Promyshlennaya energetika*, 2012, no. 7, pp. 46–51. In Rus.
18. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M.S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: a review. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 2016, vol. 62, pp. 821–835.
19. Chauhan A., Saini R.P. A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 38, pp. 99–120.
20. Grigoriev A.S., Skorlygin V.V., Grigoriev S.A., Melnik D.A., Filimonov M.N. A hybrid power plant based on renewables and electrochemical energy storage and generation systems for decentralized electricity supply of the northern territories. *International Journal of Electrochemical Science*, 2018, vol. 13, pp. 1822–1830.
21. Obukhov S.G., Plotnikov I.A., Popov M.M., Surkov M.A. *Sistema avtonomnogo elektrosnabzheniya* [Self-contained electric power supply system]. Patent RF, no. 2638025, 2017.
22. Mikhilchenko S.G., Russkin V.A., Semenov S.M., Orlyanskiy I.P., Halasz S. Construction of adaptive algorithm of power extreme control in solar energy system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 3, pp. 102–112. In Rus.
23. Obukhov S.G., Plotnikov I.A., Masolov V.G. Mathematical model of solar radiation based on climatological data from NASA SSE. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, vol. 363 (012021), 7 p. DOI: 10.1088/1757-899X/363/1/012021
24. Obukhov S.G., Duraev N.N., Plotnikov I.A. Simulation model of the diesel engine to investigate its performance on variable speed. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 4, pp. 48–52. In Rus.
25. Obukhov S.G., Sarskeyev E.Zh. The mathematical model of small-scale wind turbine using MATLAB Simulink software. *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology*, 2012, no. 2, pp. 42–48. In Rus.
26. Bhandari B., Poudel S.R., Lee K.T., Ahn S. H. Mathematical modeling of hybrid renewable energy system: a review on small hydro-solar-wind power generation. *International Journal of precision engineering and manufacturing-green technology*, 2014, vol. 1, no. 2, pp. 157–173.
27. Buonomano A., Calise F., D'Accadia M.D., Vicidomini M. A hybrid renewable system based on wind and solar energy coupled with an electrical storage: dynamic simulation and economic assessment. *Energy*, 2018, vol. 155, pp. 174–189.
28. Obukhov S.G., Plotnikov I.A. Simulation model of operation of autonomous photovoltaic plant under actual operating condition. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 6, pp. 38–51. In Rus.
29. Klevtsov A.L. Software for calculation of reliability of NPP instrumentation and control systems. *Yadernaya i radiatsionnaya bezopasnost*, 2013, no. 1, pp. 48–53. In Rus.
30. Yakovleva E.V., Baburin S.V. Calculation of reliability of the electrical complex with a photovoltaic station. *Sovremennaya tekhnika i tekhnologii*, 2015, no. 5. In Rus. Available at: <http://technology.snauka.ru/2015/05/7197> (accessed 15 July 2019).
31. Obukhov S.G., Plotnikov I.A., Masolov V.G. The analysis of operation modes of energy stores in autonomous hybrid power plants with renewable energy resources. *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology*, 2018, no. 13–15, pp. 55–67. In Rus.

Received: 12 September 2019.

Information about the authors

Sergey G. Obukhov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Igor A. Plotnikov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Ahmed Ibrahim, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vladimir G. Masolov, Cand. Sc., general manager, VDM-tekhnik LLC.

UDC 553.98(479.24):550.8.072

О ТИПАХ ЛОВУШЕК, СФОРМИРОВАВШИХСЯ В КУРИНСКОЙ И ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНАХ И РОЛИ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ В НИХ

Мухтарова Хураман Зиядхан гызы,
mukhtarova.khuraman@mail.ru

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
Азербайджан, AZE1010, г. Баку, пр. Азадлыг, 34.

Актуальность исследования обусловлена тем, что в Азербайджане, как и во всем мире, месторождения нефти и газа, связанные с антиклинальными типами ловушек, стремительно исчерпываются. Именно эта ситуация оставляет за собой актуальность и требует изучения разнотипных, в основном неантиклинальных и комбинированных, ловушек и их перспективность (где немалое значение имеют тектонические нарушения). Проведенные нами исследования могут предоставить достоверную информацию по изучению ловушек в Куринской, и в Южно-Каспийской впадинах, которые развивались абсолютно в разных геолого-тектонических условиях.

Цель: определение характера тектонического развития структур Куринской и Южно-Каспийской впадин и анализ строения сформировавшихся в них разнотипных ловушек.

Методы. С помощью компьютерной программы (ArcGis – Architecture Geographical Information Sistem) построена модель территории и реконструированы палеотектонические условия, наглядно иллюстрирующие развитие и положение исследуемых впадин. В результате моделирования и исследования палеотектонического развития региона было выявлено, что если в песчаных горизонтах продуктивной толщи Южно-Каспийской впадины ловушки характеризуются антиклинальным типом, то в Куринской впадине они связаны в основном с породами возрастов палеоген-миоцена, эоцена и верхнего мела и приурочены к неантиклинальным типам ловушек.

Результаты. Ловушки антиклинального типа формируются в основном в результате горизонтальных тектонических напряжений, а неантиклинальные ловушки полностью формируются, отражая различные стадии эволюции земной коры. Именно тектонические движения имеют немалую роль в определении различных форм геологических тел и геометрических единиц, в которых образуются разнотипные ловушки, которые морфологически отличаются друг от друга, в зависимости от воздействия главного фактора и условий формирования. Нашими исследованиями было выявлено, что в Южно-Каспийской впадине в основном развиты тектонически экранированные залежи, тогда как Куринская впадина является территорией формирования преимущественно залежей массивного типа, связанных с эрозионными выступами фундамента и эффузивными «ядрами». Изучение этих вопросов позволяет прогнозировать перспективность поиска сложных по геометрическим данным и форме ловушек. Наряду с этим изучение условий формирования разнотипных ловушек дает возможность определить как их литологический состав, так и ареалы их распространения. Было определено, что пространственное положение структур Куринской впадины в определенной степени отличается от структур Южно-Каспийской впадины с точки зрения закономерностей пространственной ориентации. Другими словами, в Куринской впадине не особо удастся обнаружить определенную организацию в расположении структур, тогда как складки Южно-Каспийской впадины явно наводят на мысль о воздействии сжимающих напряжений и их преобладающей роли в ориентации поднятий. На рассматриваемой территории ловушки антиклинального, неантиклинального и комбинированного типов наблюдаются в основном в глубоководных отложениях и представляют немалый интерес с точки зрения поисков нефтегазовых месторождений. Нельзя не учитывать, что в результате тектонических и других воздействий, которые неоднократно повторялись, сформированные ловушки имеют более сложную форму.

Ключевые слова:

Антиклиналь, неантиклиналь, резервуар, углеводороды, движения, экран, процесс, выклинивание, ловушка, нефть, газ, залежь.

Введение

Изучение условий формирования и размещения антиклинальных (АЛ), неантиклинальных (НАЛ) и комбинированных ловушек (КЛ) нефти и газа даёт возможность определить основные места их образования. Анализ условия формирования ловушек показывает, что НАЛ в основном наблюдаются в бортовых частях палеобассейнов, впадин и прогибов, которые сильно осложнены разрывными нарушениями. В палеодельтах и палеорулах рек формируются НАЛ рукавобразного, гнездообразного и линзовидного типа. НАЛ, осложненные грязевым или палеовулканизмом, представляют немалый интерес, т. к. были обнаружены месторождения, связанные с этими ловушками, которые имели большие запасы нефти и газа [1–8].

При выделении НАЛ надо учитывать генетический тип осадочного бассейна, т. к. именно этот фактор предопределяет формирование определенных типов НАЛ. Выявление и построение структурных карт по кровле или подошве ловушки основываются на обнаружении ее образа в сейсмическом разрезе. При этом необходимо установить наличие пластов-коллекторов, которые распознаются по рисунку сейсмической записи с высоким разрешением [9–16]. По генезису и структуре среди ловушек неантиклинального типа, выявленных в Южно-Каспийской мегавпадине (ЮКМВ), можно выделить ловушки: литологические, стратиграфические, литостратиграфические экраны, массивные, аккумулятивные, эрозионные тела и др. Они образовались в толщах, сформированных на различных этапах эволюции ЮКМВ. В зависимости от характера тектонических процессов в па-

леобассейнах условия осадконакопления и другие процессы определяли литологический состав пород, тип и особенности распределения коллекторов и ловушек на изучаемой территории, т. е. наблюдаемая на сейсморазрезах картина является результатом исторического развития региона. Поэтому прогноз литофаций, материнских пород и коллекторов, на участках распространения которых отсутствуют данные бурения, должен выполняться на основе модели исторического развития региона (рис. 1).

Методы

Относительно перспективы нефтегазоносности, которая зависит от формы и типа ловушек в ЮКМБ, можно сказать, что моделирование структуры земных недр в пределах Южно-Каспийской [17] и Куринской впадин (рис. 1) позволяет обосновать формирование различных типов ловушек, в частности нестандартных.

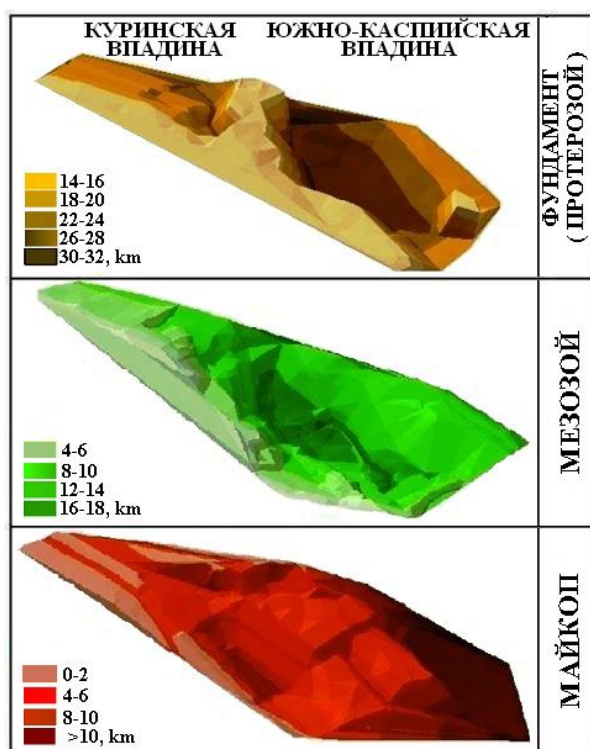


Рис. 1. Модели развития Куринской и Южно-Каспийской впадин в различных временных интервалах (по Х.З. Мухтаровой). Разность глубин, соответствующих поверхностей обозначена оттенками цветов

Fig. 1. Models of evolution of the Kur and South Caspian depressions at different time intervals (after Kh.Z. Mukhtarova). The difference in depth of the corresponding surfaces is indicated by shades of colors

Изучая тектонические особенности развития ЮКМБ и её структуры, можно прийти к выводу о том, что разрывные нарушения, осложняющие данные структуры, могут способствовать как разрушению, так и формированию месторождений. Этот факт относится к УВ залежам в продуктивной толще (ПТ) и подстилающих её отложениях. Одни и те же разрыв-

ные нарушения могут быть в одной части структуры проводящими, а в другой – экранирующими.

Роль тектонических разрывов в формировании и разрушении залежей УВ нами рассмотрена в Куринской и Южно-Каспийской впадинах. Как видно из моделей, построенных для майкопа (олигоцен-нижнего миоцена), мезозоя (верхний мел) и фундамента протерозойского возраста, их тектоническое развитие и особенности проявляли себя в различных промежутках геологического времени не единообразно. Эти особенности дают возможность охарактеризовать формирование и размещение залежей нефти и газа на разных этапах развития исследуемой территории. Изучая эти особенности, приводим несколько примеров эволюции структур, которые развивались при различных условиях в пределах исследуемой территории.

Осадочные тела, облекающие либо порой заполняющие формы палеорельефа, образуют НАЛ в виде речных палеоврезов, прирусловых валов и борозд, сформированных речными потоками. Речные палеоврезы, очевидно, сложены обломочным (песчаным) материалом с высокой пористостью и хорошими коллекторскими свойствами.

В регионе карбонатные массивы, рифы (барьерные, краевые) и банки представляют собой зоны распространения ловушек нефти и газа. С этой точки зрения особенно отличается Кринская впадина, где ловушки этого типа (рис. 2, 3) выявлены в ряды больше, чем в ЮКВ.

Для диагностики рифов используется ряд критериев, таких как отсутствие отражений в сейсмических разрезах, высокая скорость распространения в них сейсмических волн, а также положение рифа относительно шельфа, присутствие субпараллельных отражений вне рифа. Над рифами часто наблюдается эффект уплотнения.

В окружении выше- и нижележащих отложений рифы являются резко контрастными объектами, как по литологическому составу, так и по морфологии, что обуславливает эффективность сейсмостратиграфического подхода при их поиске. Надо отметить, что барьерные рифы особенно рельефно выделяются на сейсморазрезах выпуклой формой кровли при плоской подошве, что было отмечено на юрско-меловой террасе Северо-Абшеронского мезозойского вала. Рифы отличаются аномальными скоростями распространения сейсмических волн по сравнению к сопряженным участкам бровки шельфа [11, 12].

Большая группа НАЛ образовалась в территориях конседиментационного налегания слоев в зонах прогибания и включения их в область седиментации. НАЛ конседиментационного налегания широко распространены в Нижнекуринской и центриклиналях ЮКВ. На месторождениях Мишовдаг, Гырлыг и Галмаз сформировались НАЛ, именно в связи с конседиментационным развитием структур, обусловленных дифференцированным прогибанием внутреннего шельфа и выклиниванием отложений на периферии мелководного плиоценового бассейна. Поступление терригенного материала из источника сноса, наложенное на тектоническое прогибание, способствовало

фациальному замещению и перекрытию коллекторов непроницаемыми породами. Поднятие вышеуказанных структур в процессе их формирования под воздействием сжимающих напряжений и положительных тектонических движений способствовало образо-

ванию тектонических нарушений, в результате чего, ввиду конседиментационной природы процесса, образовались как тектонически экранированные ловушки, так и ловушки, связанные с выклиниванием пластов (рис. 4) [18–20].

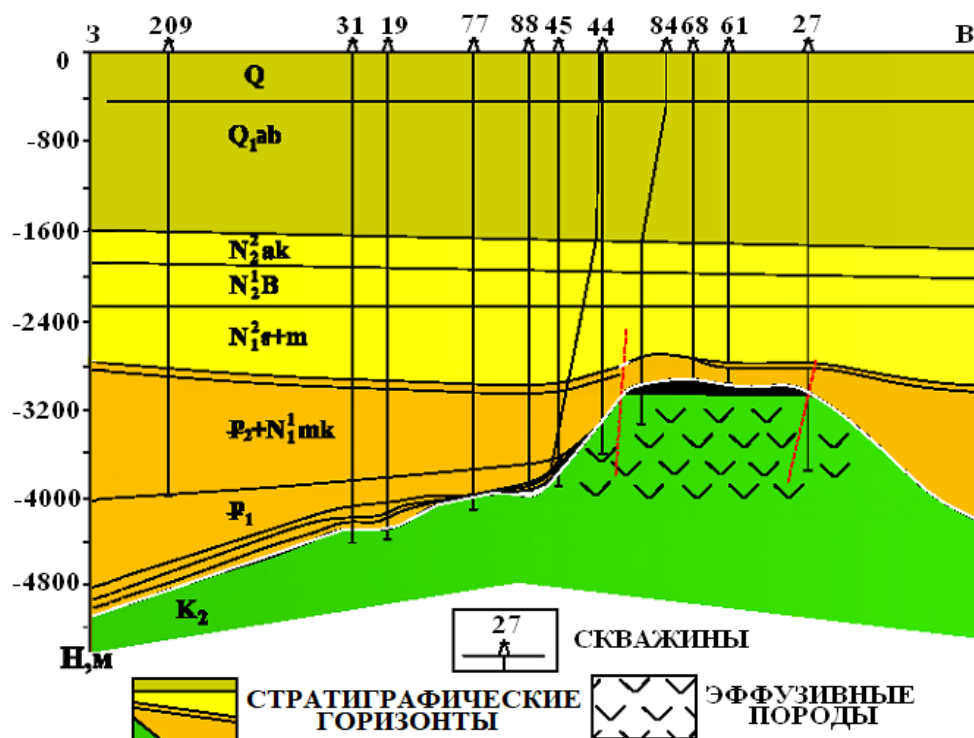


Рис. 2. Площадь Мурадханлы. НАЛ, связанные с выступом эффузивных пород [18]

Fig. 2. Muradkhanli field. NAT (non-anticline traps) associated with a projection of effusive rocks [18]

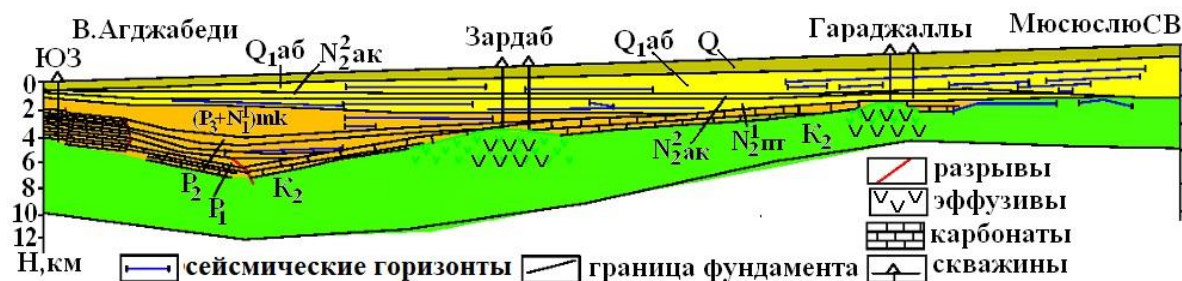


Рис. 3. Региональный профиль, проходящий через Среднекуринскую впадину по линии Восточный Агджабеди-Мюсюсю. НАЛ, связанные с выступами эффузивных пород [18]

Fig. 3. Regional profile crossing the Middle Kur depression along the Eastern Agjabedi-Mususu line. NAT associated with projections of effusive rocks [18]

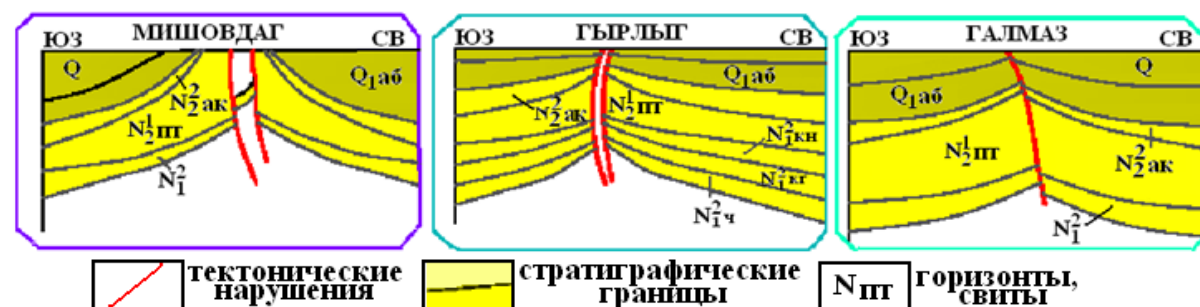


Рис. 4. Структуры, относящиеся к Нижнекуринской впадине. НАЛ конседиментационного характера [21]

Fig. 4. Structures associated with the Lower Kur depression. NAT of konsedimentatsionny nature [21]

Для правильной оценки перспектив нефтегазоносности осадочного чехла в пределах исследуемой территории необходимо изучение глубинного строения вместе с детальным анализом истории геологического развития ЮКМВ.

Исследование современной структуры ЮКМВ совместно с изучением подстилающих пластов способствует выявлению зон, благоприятных для формирования ловушек как антиклинального, так и неантиклинального типов.

Влияние некоторых тектонических факторов в западном шельфе ЮКВ способствовало созданию благоприятных условий для формирования НАЛ.

Отличительной и одновременно уникальной чертой этих условий является регулярная лавинная седиментация, как, например, в случае с продуктивной толщей нижнего плиоцена. Чередование глин и песчаников явилось причиной формирования разномаштабного и вместе с тем ритмичного разреза. При частых переменах состава литофаций в осадочном разрезе изучаемой территории, в направлениях восстания и погружения общей складчатости, наблюдается усложнение стратиграфических единиц разреза ПТ, сопровождаемое выклиниванием и разномаштабными разрывами в осадочной толще.

Недостаточная изученность осадконакопления с тектонической и литолого-стратиграфической точек зрения не дают возможность детально охарактеризовать УВ системы Каспийского шельфа, что требует проведения комплексных исследований.

В Южно-Каспийской впадине (ЮКВ) УВ залежи формировались в основном в песчаных горизонтах ПТ. Проведение вышеуказанных исследований также необходимо для более основательного изучения особенностей геологического строения ловушек, сформировавшихся в палеоген-миоценовых отложениях.

По генетическим и морфологическим особенностям ловушки в данных отложениях могут быть различными, но в общем их можно отнести к структурному, литологическому и комбинированному (структурно-стратиграфическому, структурно-литологическому) типам. В результате смятия пластов осадочного чехла в антиклинальные складки формируются структурные ловушки, благоприятные для скопления УВ. В процентном отношении объем такого вида складок больше объема литологических ловушек. Процесс формирования литологических ловушек протекает одновременно с процессом осадконакопления, например, при перекрытии глинами линзообразных, шнуркообразных, баровых песчаных тел.

Такие ловушки могут формироваться в результате замещения песчаных пород на глинистые, либо наоборот. Для некоторых участков присутствия отложений палео-Волги и палео-Куры (для абшеронского яруса и продуктивной толщи) отмечаются осадки дельтовых рукавов, дельтовых низменностей и русел некрупных рек.

Мало изученным примером комбинированных ловушек могут служить структурно-стратиграфические ловушки. В ЮКВ эти ловушки сформировались в размытых приподнятых частях антиклинальных и

моноклинальных структур. В этих ловушках песчаные горизонты палеоген-миоценовых отложений трансгрессивно перекрыты глинами понтского возраста или более древними ярусами миоцена.

Формирование структурно-стратиграфических ловушек отличается от формирования структурно-литологических. Последние формируются в результате фациального замещения, в основном – глинизации песчаных горизонтов палеоген-миоцена и ПТ, что часто наблюдается в крыльевых частях антиклинальных структур или же в приподнятых частях моноклиналей. Выявить эти ловушки методами сейсморазведки сложно. Тем не менее в пределах ЮКМВ в результате геофизических исследований в больших количествах были выявлены многообразные типы ловушек, в которых были обнаружены не один десяток миллионов тонн запасов УВ [22].

Поднятия Гум-дениз и Бахар (рис. 5, 6), как и большинство структур, расположенных в западном шельфе ЮКВ, подвергались многократному влиянию тектонических движений, в результате чего были сильно осложнены многочисленными поперечными и продольными нарушениями. Образовавшиеся здесь несколько тектонических блоков отличаются друг от друга перспективами нефтегазоносности [23].

Тектонические разрывы в разных отделах ПТ отличаются друг от друга по многим параметрам и играют различную роль в формировании залежей нефти и газа. Поперечный разрыв на площади Гум-дениз разделяет структуру на северную и южную части, и для залежей нижнего отдела ПТ он играет проводящую роль, тогда как залежи верхнего отдела экранируются этим же тектоническим нарушением [1, 3, 23].

Полученные из эксплуатационных скв. № 49, 58, 63, 66, 531, 626 и др. данные по подкирмакинской (ПК) свите подтверждают проводящий характер этого разрывного нарушения. Сбросовый характер рассматриваемого «разрыва» в пределах северо-восточного крыла складки играет проводящую для УВ роль в пределах ПК свиты, тогда как разномаштабное взбросовое разрывное нарушение в пределах юго-западного крыла для той же свиты является экраном и в формировании УВ залежей играет значительную роль. Продольные разрывы, осложняющие северную и южную части складки, являются экраном для залежей всей ПТ. Некоторые участки исследуемой территории вполне могут быть исключением именно для свиты ПК в плане проводимости либо экранирования. Вдоль северного продольного разрыва, на западном и восточном участках, были пробурены эксплуатационные скважины, информация по которым доказала данные утверждения. Например, получение из свиты ПК пластовой воды в скв. 48, 70, 71 и нефти и газа в скв. 4, 6, 66 и т. д. Литологическая неоднородность, прослеживаемая по всему разрезу, может служить рациональным объяснением этому. В противном случае должны были бы наблюдаться проявления нефти и газа при миграции УВ (как боковой, так и вертикальной) через продольный разрыв.

Распределение залежей УВ на месторождении Гум-дениз, а также изменение нефтенасыщенности

ловушек в сторону уменьшения с глубиной происходили благодаря горизонтальной и вертикальной миграции. Продольные и поперечные разрывы, осложняющие условия формирования залежей антиклинального типа, имеют постседиментационный характер и не всегда создают благоприятные условия для формирования залежей. Так, вертикальная миграция

флюидов, происходящая по этим нарушениям вверх по разрезу, может иметь как благоприятный, так и отрицательный итог при формировании залежей. В первом случае в результате миграции может формироваться залежь, а во втором – уже сформировавшаяся залежь будет подвергнута разрушению (рис. 5) [1, 6].

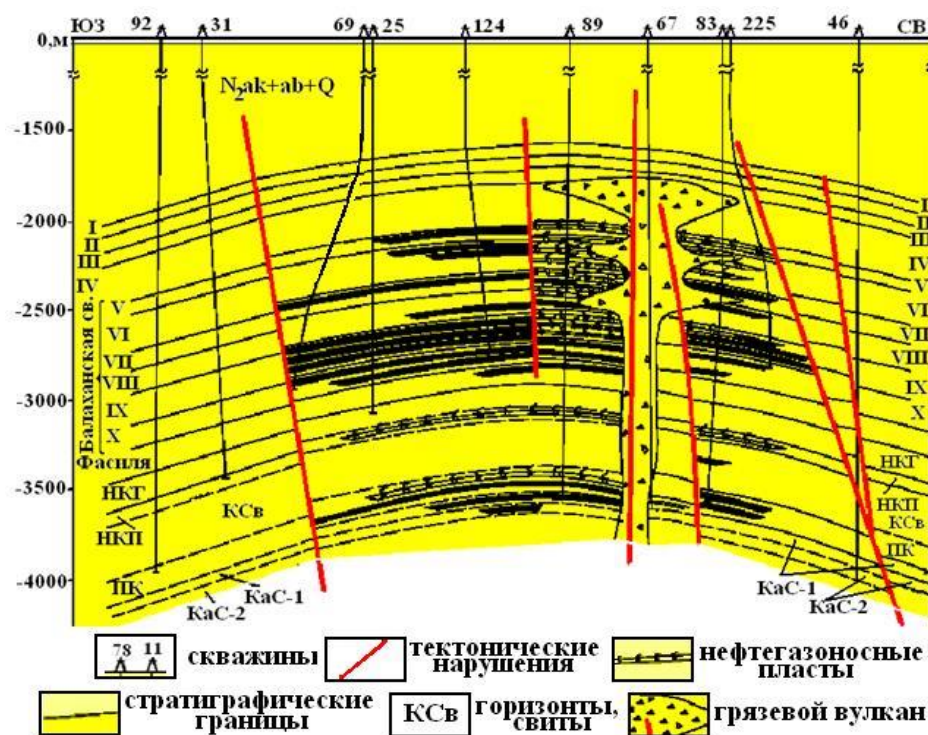


Рис. 5. Геологический профиль площади Гум-дениз [23]

Fig. 5. Geological profile of the Gum-deniz field [23]

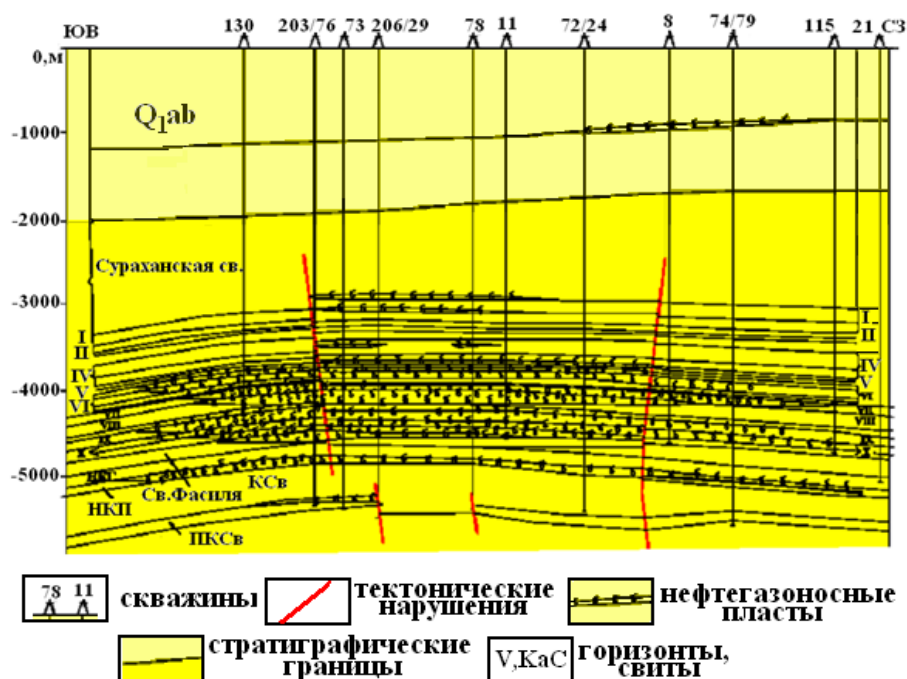


Рис. 6. Сейсмогеологический профиль площади Бахар [23]

Fig. 6. Seismogeological profile of the Bahar field [23]

Структура Бахар также осложнена серией поперечных и продольных разрывных нарушений. В результате этих нарушений осложнены юго-западное и северо-восточное крылья структуры.

Продольные разрывы осложняют северо-восточное крыло структуры и являются проводящим для балаханской свиты. Скважины 12, 46, 77 и др., расположенные вдоль всей протяженности этого разрыва, подтвердили проводимость нарушений по результатам опробования. Имеющий экранирующий характер для залежей свит НКП и ПК в частности и для нижнего отдела ПТ в целом продольный разрыв нарушает свод складки, отделяя его юго-западное крыло. При детальном изучении природы разрывов, которые осложняют структуру, было выявлено, что приподнятая центральная (сводовая) часть складки имеет горстовый характер. При этом наблюдается «ступенчатый» подъем разрывных нарушений в восточном направлении.

С увеличением глубины бассейна «ступенчатость» становится более выраженной. Наблюдая эти изменения, можно прийти к выводу, что тектоническое погружение бассейна в нижнем плиоцене имело интенсивный характер (рис. 6).

На площади Бахар ПК свита вскрыта более чем десятью скважинами (12, 19, 50, 54, 59, 65, 66, 71, 73, 74, 78 и др.), на северном крыле структуры и в сводовой (центральной) части. В опробованных скв. 71 и 74 отсутствовал приток, а в скв. 50 была получена пластовая вода. Из расположенных в сводовой части структуры скв. 56, 66 и 73 при опробовании различные интервалы дали промышленный приток газа и газоконденсата. Незначительный приток нефти был получен из скв. 78. Кроме сводовой части, нефтегазонасыщенной оказалось и северо-восточное крыло структу-

ры. Исследования показали, что и на площади Бахар тектонические нарушения остаются главным фактором распределения УВ как по разрезу, так и по площади.

Рассматривая структуры, в которых сформировались УВ залежи (на западном борту ЮКВ), не сложно заметить, что, как и на месторождении Сангачал-дениз-Дуванны-дениз-Хара-Зыря, все месторождения сильно осложнены разрывными нарушениями. До середины прошлого столетия было принято, что основное продольное нарушение, проходящее в районе скв. 28, 30, 39, 82, 90, 549 и 564, на этом месторождении являлось экранирующим. Полагалось, что именно миграция флюидов с северо-востока была основным фактором образования залежей нефти и газа на соответствующем крыле структуры Дуванны-дениз. Однако в результате более детальных поисково-разведочных работ было установлено, что промышленные скопления УВ в повышенных частях структуры отсутствуют [1, 3].

Поперечное нарушение северо-восток-юго-западного направления на месторождении Дуванны-дениз (рис. 7) является экраном для VII^x горизонта, а также, вполне возможно, и для нижележащих нефтеносных горизонтов. На основе опробования скв. 19, 28, 29, 64 и 96, которые расположены на различных частях месторождения Сангачал-дениз-Дуванны-дениз-Хара-Зыря, можно сделать выводы о том, что продольный разрыв стал главной причиной разрушения залежей, сформировавшихся в VIII горизонте в сводовой части структуры. Пластовая вода, полученная при опробовании VIII горизонта ПТ, приводит к мнению о том, что условия формирования залежей VII и VIII горизонтов являются различными, хотя их и ограничивают единые тектонические нарушения.

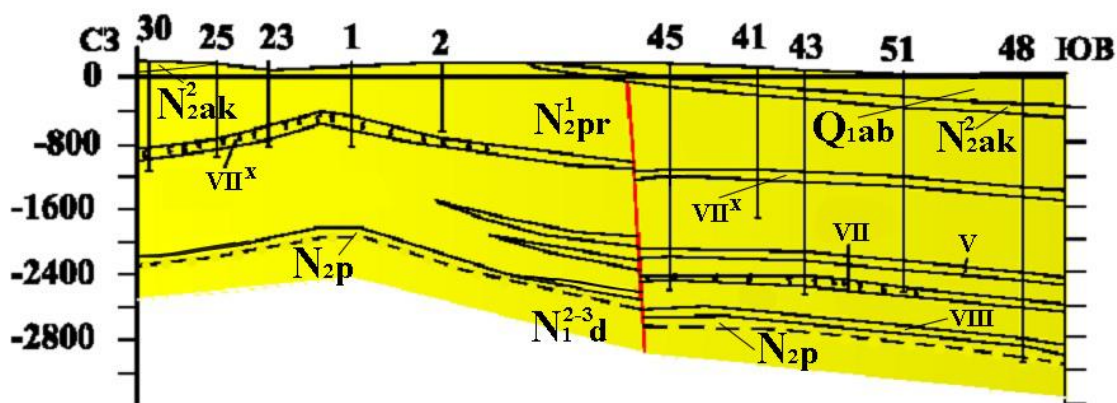


Рис. 7. Дуванны-дениз. Сейсмогеологический профиль (условные обозначения на рис. 6)

Fig. 7. Duvanni-denz. Seismogeological profile (for legend see fig. 6)

Результаты

Все структуры западного борта ЮКВ осложнены радиальными, продольными и поперечными разрывными нарушениями. Исследования показали, что радиальные, поперечные разрывы затухают с глубиной и доходят до VII горизонта. Имеющие региональный характер и играющие основную роль во всех геологи-

ческих процессах некоторые из радиальных и поперечных разрывов приурочены к грязевым вулканам [1, 6, 9, 19, 23].

Изучение пространственного положения продольных нарушений сделало возможным уточнение особенностей изменения их вертикального смещения.

Изменяющаяся мощность стратиграфических единиц разного возраста также обусловлена разнород-

ными продольными нарушениями, сыгравшими немаловажную роль в процессе формирования седиментационного бассейна и, косвенно повлиявшими на сам процесс осадконакопления. Осложнение присводовых участков всех структур этими разрывами совместно с поперечными и радиальными нарушениями) способствует формированию индивидуальных тектонических единиц, которые имеют различное пространственное положение. Все эти обстоятельства играют важную роль в распределении и сохранении выявленных залежей углеводородов. Надо отметить, что на исследуемой территории широко распространены залежи, сформировавшиеся в среде, где преобладали конседиментационные процессы. Все нарушения исследуемого региона оказывают неоднозначное влияние на формирование, перспективность и пространственное распределение УВ залежей. Нарушения, выполняющие экранирующую роль, преобладают над разрывами, являющимися проводниками при миграции флюидов. В итоге изучение разрывных нарушений имеет большое практическое значение как для определения их функциональной роли при формировании и разрушении УВ залежей, так и в последующих процессах при стадиях разработки и эксплуатации месторождений [1, 2, 6, 22, 23].

Разнородность тектонических нарушений совместно с наличием сформировавшихся НАЛ различного типа объясняется тем, что рассматриваемые бассейны в различные периоды геологического времени развивались по-разному, т. е. геологические, тектонические процессы, происходящие в них, коренным образом отличались друг от друга. В результате этого на этих территориях сформировались различные типы неантиклинальных ловушек, которые в дальнейшем были осложнены тектоническими разрывами различного происхождения. Надо отметить, что именно эти разрывные нарушения, в зависимости от их природы, могут играть важную роль, как в формировании, так и в разрушении месторождений УВ.

Выводы

1. Причины образования распространенных в Куринской впадине неантиклинальных ловушек и осложняющих их тектонических нарушений резко отличаются от природы образования ловушек и осложняющих их разломов в ЮКВ. Разрывные

нарушения, развитые в отдельных частях данного региона, имеют различное происхождение и особенности пространственного положения. Формирование разрывов в ЮКВ происходило в два этапа, в результате чего были образованы продольные глубинные разломы и вторичные разрывы, которые связаны непосредственно с грязевым вулканизмом, имеющие относительно неглубокое заложение и радиальную ориентировку в пространстве.

2. Нарушения, осложняющие структуры Куринской впадины (в основном Среднекуринской), не имеют определенного общего направления.
3. Лучшие экранирующие свойства наблюдаются у нарушений в пределах ЮКВ, где особенно можно выделить свиты нижнего отдела ПТ. В данном отделе преобладание непроницаемых глинистых отложений является отличительной чертой его литологического состава. Глинистые отложения, заполняя зоны трещиноватости разрывных нарушений, препятствуют разрушению УВ залежей.
4. Тектонически экранированные залежи в основном развиты в ЮКВ, а в Куринской впадине распространены залежи массивного типа, связанные с эрозионными выступами фундамента и эффузивными «ядрами». Тектонические нарушения, осложняющие структуры ЮКВ, являются производными от основного регионального глубинного разлома и являются «привязанными» к нему, тогда как тектонические нарушения структур Куринской впадины являются, с точки зрения развития, более самостоятельными. Пространственное положение структур Куринской впадины не проявляет такой явной закономерности в организации, как это происходит со структурами ЮКВ, где структуры имеют четко ориентированное пространственное расположение.
5. Выявленные особенности влияния разрывов как на процесс формирования залежей УВ, так и на их пространственное распределение можно использовать в качестве критерия при проведении поисково-разведочных работ для изучаемого региона. Это позволит дать научную оценку перспективам нефтегазоносности ловушек, связанных с тектоническими разрывами того или иного объекта и наметить рациональное проведение дальнейших поисково-разведочных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана / А.А. Ализаде, Г.А. Ахмедов, А.М. Ахмедов, А.Л. Алиев, М.М. Зейналов. – М.: Недра, 1966. – 392 с.
2. Aliyeva E. Depositional environment of hydrocarbon-bearing Lower Pliocene productive series in South-West Caspian Basin // Proc. 16th Sedimentological Congress. – South Africa, 2002. – P. 9–12.
3. Narimanov A.A. Concept on the formation of the oil and gas fields in the South Caspian Basin // Trans action of the International Academy of Science. – 2005–2006. – V. 2. – P. 483–499.
4. Роль разрывной тектоники в понимании особенностей строения, формирования и разработки морских месторождений Среднего Каспия / А.Н. Лесной, Н.В. Дорофеев, А.В. Бочкарев, Е.В. Ананьева, Ю.С. Осипова, О.В. Щукина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 22–33.
5. Воеводкин В.Л., Андреев К.В., Бондаренко М.М. Обустройство морских месторождений на шельфе Каспийского и Балтийского морей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 3. – С. 15–20.
6. Керимов В.Ю., Мухтарова Х.З., Мустаев Р.Н. Дизъюнктивные нарушения и их роль в формировании и разрушении залежей нефти и газа в Южной Каспии // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 6. – С. 18–26.
7. 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.
8. Akhmedbeyli F.S. Regional seismicity of the territory of Azerbaijan in connection with tectonic activation of the Central

- segment of Alpine-Himalay belt // Works of Institute of Geology of National Academy of Sciences of Azerbaijan. – Baku: Naftapress, 2001. – P. 40–47.
9. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа // Итоги науки и техники. – 1984. – № 12. – С. 24–31.
 10. Abdullayev N.R. Seismic stratigraphy of the Upper Pliocene and Quaternary deposits in the South Caspian Basin // J. of Petroleum Sciences and Engineering. – 2000. – V. 28. – P. 207–226.
 11. Юрова М.П. Особенности строения ёмкостного пространства рифогенных коллекторов среднего карбона месторождений Поволжья // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 5. – С. 26–29.
 12. Мамедов П.З. Выявление рифогенных образований с помощью сейсмостратиграфических исследований // Геология нефти и газа. – 1986. – № 7. – С. 11–24.
 13. Мамедов П.З. Перспективы поисков НАЛ в подошвенных свитах среднего плиоцена СЗ части Абшеронского архипелага // Геология нефти и газа. – 1987. – № 4. – С. 32–49.
 14. Мамедов П.З. Палеодельтовые осадочные формации по данным сейсмостратиграфического анализа // Геология нефти и газа. – 1989. – № 1. – С. 7–12.
 15. Modern Caspian deltas as analogues for the productive series, Azerbaijan / K. Solomon, J.F. Boels, R.M. Hoogendoorn, I. Overeem, E. Aliyeva, D. Huseynov, E.M. Badyukova, A.A. Svitoch, D. Hinds, M.D. Simmons // Sandstone Deposition in Lacustrine Environments: Implications for Exploration and Reservoir Development: AAPG Hedberg Conference. – Baku, Azerbaijan, May 18–21, 2004. – P. 3–5.
 16. Шлезингер А.Е. Региональная сейсмостратиграфия. – М.: Научный мир, 1998. – 205 с.
 17. Narimanov A.A. The petroleum systems of the South Caspian Basin. Basin Modelling: advances and application // NPF Special Publication 3. – Amsterdam: Elsevier, 1993. – P. 599–608.
 18. Гусейнов Б.Б., Салманов А.М., Магеррамов Б.И. Нефтегазо-геологическое районирование территории суши Азербайджана. – Баку: Марс Принт, 2019. – 308 с.
 19. Нариманов А.А. О перспективных направлениях и результатах поисково-разведочных работ, проведенных на морской и сухопутной территории Азербайджанской республики в начале XXI-го века // Геолог Азербайджана. – 2009. – № 13. – С. 40–57.
 20. Багир-заде Ф.М., Керимов К.М., Салаев С.Г. Глубинное строение и нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. – Баку: Аз. Гос. Издат., 1987. – 301 с.
 21. Изучение нефтеносности площади Мишовдаг Нижнекуринской впадины в связи со структурно-тектоническими особенностями и новейшими геолого-геофизическими данными / Х.З. Мухтарова, Г.Д. Насибова, Ф.Н. Рагимов, М.Г. Ахмедов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 8. – С. 28–36.
 22. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / И.Ф. Глумов, Я.П. Маловицкий и др. – М.: Недра, 2004. – 328 с.
 23. Гаджиев А.Н., Рагимханов Ф.Г. Тектоника Апшеронского архипелага и прилегающей части Бакинского архипелага в свете новых геофизических исследований // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. – 1982. – № 2. – С. 10–14.

Поступила 19.09.2019 г.

Информация об авторах

Мухтарова Х.З., кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

UDC 553.98(479.24):550.8.072

ON THE TYPES OF TRAPS FORMED IN THE KUR AND SOUTH CASPIAN DEPRESSIONS AND THE ROLE OF TECTONIC FAULTS IN THEM

Khuraman Z. Mukhtarova,
mukhtarova.khuraman@mail.ru

Azerbaijan State Oil and Industry University,
34, Azadliq avenue, Baku, AZE1010, Azerbaijan.

The relevance of the study is caused by the fact that in Azerbaijan, as well as around the world, oil and gas deposits associated with anticlinal types of traps are rapidly exhausted. Just this situation makes the issue relevant and requires studying the diverse, mainly non-anticlinal and combined traps and their prospects (where tectonic disturbances are of considerable importance). The carried out research can provide reliable information on the study of traps in both the Kura and South Caspian basins, which were developed in absolutely different geological and tectonic conditions.

The aim of the research is to determine the nature of tectonic evolution of the Kura and South Caspian basins areas and analyze the structure of heterogeneous traps formed in them.

Methods. Using a computer software the author has built a territory model and reconstructed paleotectonic conditions that clearly illustrate evolution and location of both depressions. As a result of modeling and research of the paleotectonic evolution of the region, it was revealed that if traps are characterized by the anticlinal type in the sandy horizons of the productive series within South Caspian depression, in the Kura depression they belong to non-anticlinal ones and are mainly associated with Paleogene-Miocene, Eocene and Upper Cretaceous age's layers.

Results. Anticlinal type traps are formed mainly as a result of horizontal tectonic stresses, but non-anticlinal traps are fully formed in conditions, reflecting various stages of the evolution of the earth's crust. Only tectonic movements play a significant role in occurrence of various forms of geological entities and geometric units in which various types of traps are formed, which morphologically differ from each other, depending on the influence of the main factor and the formation conditions. The studies have revealed that tectonically shielded deposits are mainly associated with the South Caspian depression, while the Kura depression is more appropriate for the formation of predominantly massive deposits associated with erosion protrusions of the basement and effusive «cores». Studying these issues allows predicting the prospect of finding complex traps in view of geometric detail and shape. The study of the conditions for formation of heterogeneous traps makes it possible to determine both their lithological composition and distribution ranges. In particular, it was determined that the spatial position of Kura depression structures to a certain extent differs from the structures of the South Caspian depression in terms of spatial location. In other words, it is not particularly possible to find a specific arrangement of structures in the Kura depression, while the folds within South Caspian depression clearly reflect the results of compressive stresses and their predominant role in the orientation of uplifts. Within the considered territory, the anticlinal, non-anticlinal, and combined type traps are mainly observed in deep lying deposits and they are of especial interest from the point of view of prospecting for oil and gas reserves. It should be taken into account that, as a result of tectonic and other repeated effects, the formed traps have a more complex shape.

Key words:

Anticlinal, nonanticlinal, reservoir, hydrocarbons, movements, screen, process, wedging, trap, oil, gas, deposit.

REFERENCES

1. Alizade A.A., Akhmedov G.A., Akhmedov A.M., Aliyev A.K., Zeynalov M.M. *Geologiya neftnykh i qazovykh mestorozhdeniy Azerbaydjana* [Geology of oil and gas fields of Azerbaijan]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 392 p.
2. Aliyeva E. Depositional Environment of Hydrocarbon-Bearing Lower Pliocene Productive Series in South-West Caspian Basin. *Proc. 16th Sedimentological Congress*. South Africa, 2002. pp. 9–12.
3. Narimanov A.A. Concept on the formation of the oil and gas fields in the South Caspian Basin. *Transaction of the international Academy of Science*, 2005–2006, vol. 2, pp. 483–499.
4. Lesnoy A.N., Dorofeev N.V., Bochkaryov A.V., Ananyeva Y.V., Osipova Y.S., Shukina O.V. The role of the faulting tectonics in understanding structural, formation, and development properties of The Middle Caspian marine oilfields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2017, no. 3, pp. 22–33. In Rus.
5. Voyevodkin V.L., Andreyev K.V., Bondarenko M.M. Construction of marine oilfields on the Caspian and Baltic sea shelves. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, no. 3, pp. 15–20. In Rus.
6. Kerimov V.Y., Mukhtarova K.Z., Mustayev R.N. Disjunctive faults and their role in formation and destruction of oil and gas pools. *Oil, gas and business*, 2011, no. 6, pp. 18–26. In Rus.
7. Kagramanov K.N., Qaniyev N.M., Mukhtarova K.Z., Babayeva M.T. Simulating the workings of 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.
8. Akhmedbeyli F.S. Regional seismicity of the territory of Azerbaijan in connection with tectonic activation of the Central segment of Alpine-Himalay belt. *Works of Institute of Geology of National Academy of Sciences of Azerbaijan*. Baku, Nafta-press, 2001. pp. 40–47.
9. Kunin N.Ya., Kucheruk E.V. Seysmostratigrafiya v reshenii problem poiska i razvedki mestorozhdeniy nefti i qaza [Seismostratigraphy in solution of problems of exploration of oil and gas fields]. *Itogi nauki i tekhniki*, 1984, no. 12, pp. 24–31.
10. Abdullayev N.R. Seismic stratigraphy of the Upper Pliocene and Quaternary deposits in the South Caspian Basin. *J. of Petroleum Sciences and Engineering*, 2000, vol. 28, pp. 207–226.
11. Yurova M.P. Structural properties of spatial volumetrics of reef reservoir rocks of the Middle Carboniferous of the Povol'ye oilfields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2018, no. 5, pp. 26–29. In Rus.
12. Mamedov P.Z. Vyyavlenie rifogennykh obrazovaniy s pomoshchyu seysmostratigraficheskikh issledovaniy [Identification of reef formations using seismostratigraphic studies]. *Geologiya nefti i gaza*, 1986, no. 7, pp. 11–24.

13. Mamedov P.Z. Perspektivi poiskov NAL v podoshvennykh svitakh srednego pliotsena SZ chasti Absheronского arhipelaga [NAT exploration prospectivity within bottom suits of the Middle Pliocene of the NW part of the Absheron peninsular]. *Geologiya nefii i gaza*, 1987, no. 4, pp. 32–49.
14. Mamedov P.Z. Paleodeltovyie osadochnyye formatsii po dannym seysmostratigraficheskogo analiza [Paleodeltaic sedimentary formations according to seismostratigraphic analysis data]. *Geologiya nefii i gaza*, 1989, no. 1, pp. 7–12.
15. Solomon K., Boels J.F., Hoogendoorn R.M., Overeem I., Aliyeva E., Huseynov D., Badyukova E.M., Svitoch A.A., Hinds D., Simmons M.D. Modern Caspian Deltas as Analogues for the Productive Series, Azerbaijan. *AAPG Hedberg Conference. Sandstone Deposition in Lacustrine Environments: Implications for Exploration and Reservoir Development*. Baku, Azerbaijan, May 18–21, 2004. pp. 3–5.
16. Shlezinger A.E. *Regionalnaya seysmostratigrafiya* [Regional seismostratigraphy]. Moscow, Nauchniy mir Publ., 1998. 205 p.
17. Narimanov A.A. The petroleum systems of the South Caspian Basin. Basin Modelling: advances and application. *NPF Special Publication 3*. Amsterdam, Elsevier, 1993. pp. 599–608.
18. Khuseynov B.B., Salmanov A.M., Magerramov B.I. *Neftegazogeologicheskoe rayonirovaniye territorii sushi Azerbaidjana* [Geological oil and gas zonation of the Azerbaijan offshore territories]. Baku, Mars Print, 2019. 308 p.
19. Narimanov A.A. On prospective areas and results of exploration works carried out on the offshore and onshore territories of Azerbaijan at the beginning of the XXI century. *Azerbaijan geologist*, 2009, no. 13, pp. 40–57. In Rus.
20. Bagir-zade F.M., Kerimov K.M., Salaev S.G. *Glubinnoe stroenie i neftegazonosnost Yuzhno-Kaspiyskoy megavpadiny* [Deep structure and oil and gas content of the South Caspian megadepression]. Baku, Az.Gos.Izdat. Publ., 1987. 301 p.
21. Mukhtarova K.Z., Nasibova G.D., Ragimov F.N., Akhmedov M.G. Studying oil content of the Mishovdag area of the Lower Kur depression in connection with structural and tectonic properties and latest geological and geophysical data. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2016, no. 8, pp. 28–36. In Rus.
22. Glumov I.F., Malovitskiy Ya.P. *Regionalnaya geologiya i neftegazonosnost Kaspiyskogo morya* [Regional geology and oil and gas content of the Caspian Sea]. Moscow, Nedra Publ., 2004. 328 p.
23. Gadzhiev A.N., Ragimkhanov F.G. Tektonika Absheronского arhipelaga i prilegayushchey chasti Bakinskogo arhipelaga v svete novykh geofizicheskikh issledovaniy [Tectonics of the Absheron archipelago and adjacent part of the Baku archipelago in the light of new geophysical studies]. *Azerbaydzhanskoe Neftyanoe Khozyaystvo*, 1982, no. 2, pp. 10–14.

Received: 19 September 2019.

Information about the authors

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

УДК681.3

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ СТАЦИОНАРНОГО СКВАЖИННОГО ПРИБОРА В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ НЕФТЕДОБЫЧИ

Алаева Наталья Николаевна¹,
nalaeva@yandex.ru

Томус Юрий Борисович¹,
tjub123@rambler.ru

Тугашова Лариса Геннадьевна¹,
tugashova.agni@yandex.ru

¹ Альметьевский государственный нефтяной институт,
Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2.

Актуальность исследования заключается в получении достоверных измеренных технологических параметров (как минимум давления и плотности добываемой продукции) в скважине, полученных в режиме реального времени, для качественного управления нефтедобывающей скважиной и повышения эффективности ее эксплуатации.

Цель: разработка стационарного скважинного прибора для измерения давления на приеме и выкиде насоса, внутри насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства нефтедобывающей скважины; составление математической модели получения необходимых технологических параметров для решения основных задач при добыче нефти; применение стационарного скважинного прибора в предлагаемой системе управления процессом нефтедобычи.

Объект – нефтедобывающая скважина.

Методы: моделирование и оценка работы предлагаемой системы управления процессом нефтедобычи с применением разработанного стационарного скважинного прибора в программе Matlab/Simulink.

Результаты. Разработан стационарный скважинный прибор для измерения давления на приеме и выкиде насоса, внутри НКТ и межтрубного пространства скважины и показана его конструкция; представлена математическая модель получения необходимых технологических параметров для решения основных задач при добыче нефти; предложена система управления с применением разработанного прибора; поставлена и решена задача создания эффективной системы управления процессом нефтедобычи.

Выводы. Получен положительный результат при моделировании системы управления процессом нефтедобычи с применением разработанного скважинного прибора для измерения давления в нескольких контрольных точках ствола нефтедобывающей скважины в программе Matlab/Simulink. Реализация разработанного стационарного скважинного прибора в предлагаемой системе управления процессом нефтедобычи обеспечивает точность и быстродействие вывода скважины на стационарный режим работы, его стабилизацию и увеличение отбора добываемой продукции.

Ключевые слова:

Нефтедобывающая скважина, измерение давления, определение технологических параметров, моделирование системы управления, процесс нефтедобычи.

Введение

Нефтяные компании в России и в мире стремятся к повышению эффективности контроля разработки нефтегазовых месторождений. Это требует непрерывного и достоверного получения данных о параметрах добываемой жидкости внутри скважины – скорости движения компонентов, перепаде давления, структуре потоков и их составе на основных участках скважины: забой–приём насоса, межтрубное пространство, насосно-компрессорные трубы (НКТ), насос, наземная трубопроводная система. Данная задача представляет как экономический, так и научный интерес. Точность принимаемых решений по управлению динамикой изменения добычи напрямую определяется необходимым и достаточным количеством и качеством получаемой информации.

Последние тенденции развития информационных технологий в области нефтедобычи требуют знания измеренных параметров в скважине, полученных в режиме реального времени, с целью эффективного управления нефтедобывающей скважиной и повышения ее производительности [1, 2].

Для измерения обводненности продукции скважин, как правило, используют пробоотборники или влагомеры, которые устанавливают на поверхности [3]. В целях качественного управления режимом работы скважины по измеренным значениям обводненности неправильно использовать измерения, осуществляемые на поверхности, поскольку единый поток нефти, газа и воды, выходящий из пласта в ствол скважины меняет свою структуру от забоя до устья. Следовательно, плотность потока, выходящего из пласта, отличается от плотности потока в скважине, и измерения обводненности продукции скважин на поверхности будут недостоверными [4, 5].

Измерения технологических параметров в нефтедобывающих скважинах часто бывают технически невыполнимы. В связи с этим прибегают к косвенным методам получения необходимых технологических параметров [6, 7]. Например, давление на приеме насоса, забойное давление для скважин со штанговым глубинным насосом (ШГН) можно определить по динамограмме [8]. Априори любые расчетные методы характеризуются большой погрешностью, что указывает на последующий некорректный выбор режима

работы добывающей скважины или принятие неверных решений по управлению процессом нефтедобычи.

Существующие погружные телеметрические системы (ТМС), используемые в нефтедобывающих скважинах с электроцентробежным насосом (ЭЦН), измеряют в основном давление на приеме глубинного насоса. Для эффективного управления процессом нефтедобычи этого недостаточно. В период вывода скважины на стационарный режим и его дальнейшей стабилизации необходимо дополнительно знать давление в межтрубном пространстве скважины и на выкиде глубинного насоса, причем в нескольких точках и с возможностью определения плотности жидкости на соответствующих участках ствола нефтедобывающей скважины.

Одной из актуальных проблем современной нефтедобывающей промышленности является создание эффективных систем управления процессом нефтедобычи с целью повышения производительности скважин и, следовательно, эффективности эксплуатации месторождений [9–18].

Анализ существующих систем управления процессом нефтедобычи показал, что применяемые системы управления не являются достаточно эффективными в условиях изменения технологических параметров в стволе добывающей скважины. Изменения состава и скорости движения нефтегазодожговой (НВГ) смеси на различных участках нефтедобывающей скважины при различном водогазосодержании свидетельствуют о необходимости измерения давления, температуры, плотности, скорости движения, уровня жидкости в контрольных точках ствола нефтедобывающей скважины. Контрольные точки – это точки, в которых измеренная информация максимально уменьшает неопределённость расчётных параметров. Такими точками являются приём и выкид глубинного насоса, где, с одной стороны, можно контролировать приток жидкости из пласта и параметры межтрубного пространства, а с другой – противодавление или нагрузку насоса и её составляющих (гидростатику, инерцию, трение, влияние газа, вязкости и т. д. подъёмника). Другими словами, необходимым и достаточным условием информационного обеспечения процесса добычи является установка дистанционных, стационарных манометров и манометрических плотномеров на приеме и выкиде глубинного насоса, т. е. внутри НКТ и межтрубного пространства нефтедобывающей скважины. Это требует разработки новых недорогостоящих стационарных скважинных приборов для измерения давления в соответствующих точках ствола скважины.

Авторами разработано устройство для измерения давления внутри НКТ и межтрубного пространства нефтедобывающей скважины [19] с возможностью установки его в нескольких точках ствола скважины. Устройство состоит из скважинной камеры – 1 в виде НКТ с резьбовыми соединениями – 2 на концах и двухдатчикового манометра – 3, закрепленного своим цилиндрическим выступом – 21 «заподлицо» с внутренней стенкой – 20 НКТ так, что один датчик давления – 4 гидравлически связан с пространством внутри НКТ, а другой – 5 – с межтрубным пространством

скважины (рис. 1). При этом в НКТ выполнено цилиндрическое отверстие, в которое герметично с помощью уплотнения – 15 помещен цилиндрический выступ корпуса дистанционного глубинного двухдатчикового манометра – 3 с поперечным НКТ сквозным отверстием, в котором соосно расположены две одинаковые мембраны с кремниевыми тензometрами – датчиками давления – 4, 5, одна из которых воспринимает давление с внутренней стороны НКТ, а другая – с внешней, причем внутренняя полость корпуса защищена от внешней среды уплотнениями в виде резиновых колец на внешней поверхности мембран, а перемещение мембран относительно друг друга ограничено с внешней стороны крышкой – 7 и стальным пружинным кольцом – 6, а изнутри – выступами в корпусе (уменьшением диаметра сквозного отверстия относительно диаметра мембран).

Выводы тензometров подключены к электронной обрабатывающей схеме – 8 внутри корпуса – 16 дистанционного глубинного двухдатчикового манометра – 3, герметично закрытой кожухом – 9, имеющего в продольном НКТ направлении сквозные отверстия для прохождения с герметизацией элементами – 17, 18, 19 в кожухе – 9 и элементами – 12, 13, 14 в корпусе – 3 входного – 10 и выходного – 11 провода питания и связи, а в поперечном НКТ направлении – сквозные отверстия для установки крепежных винтов, под которые в НКТ выполнены несквозные резьбовые отверстия.

На рис. 2 изображена схема установки двух устройств для одновременного измерения давления вне и внутри НКТ, расположенных на расстоянии 10 м друг от друга (т. е. на одной НКТ) и соединенных между собой и с поверхностью одножильным проводом питания и связи.

Каждое устройство содержит дистанционный глубинный двухдатчиковый манометр, в котором соосно расположены две одинаковые мембраны с кремниевыми тензometрами – датчиками давления, одна из которых воспринимает давление с внутренней стороны НКТ P'_1 и P'_2 , а другая – с внешней P_1 и P_2 .

Предлагаемое устройство позволяет устанавливать на колонне НКТ несколько датчиков давления подряд (рис. 2) и размещать эти датчики с заданным сдвигом по глубине. Установка устройства не изменяет геометрию гидравлического канала внутри НКТ, как показано на рис. 1, где видно, что внутренняя стенка – 20 НКТ свободна от каких-либо деталей устройства. Это дает возможность применять предлагаемое устройство во всех нефтяных добывающих скважинах, в том числе и в скважинах с ШГН.

По измеренным давлениям в контрольных точках скважины P_1 , P_2 , P'_1 , P'_2 можно вычислить следующие технологические параметры:

- плотность жидкости на уровне приёма насоса $\rho_{ж.пр}^{вне}$ и среднюю плотность столба жидкости в межтрубном пространстве $\rho_{ж}^{вне}$

$$\rho_{\text{ж.пр}}^{\text{вне}} = \frac{P_1 - P_2}{g \cdot L}, \quad \rho_{\text{ж}}^{\text{вне}} = \frac{P_1}{g \cdot H_{\text{дин}}},$$

где P_1 и P_2 – давление в двух точках внутри межтрубного пространства, МПа; g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; L – расстояние между датчиками давления, 10 м; $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень, м.

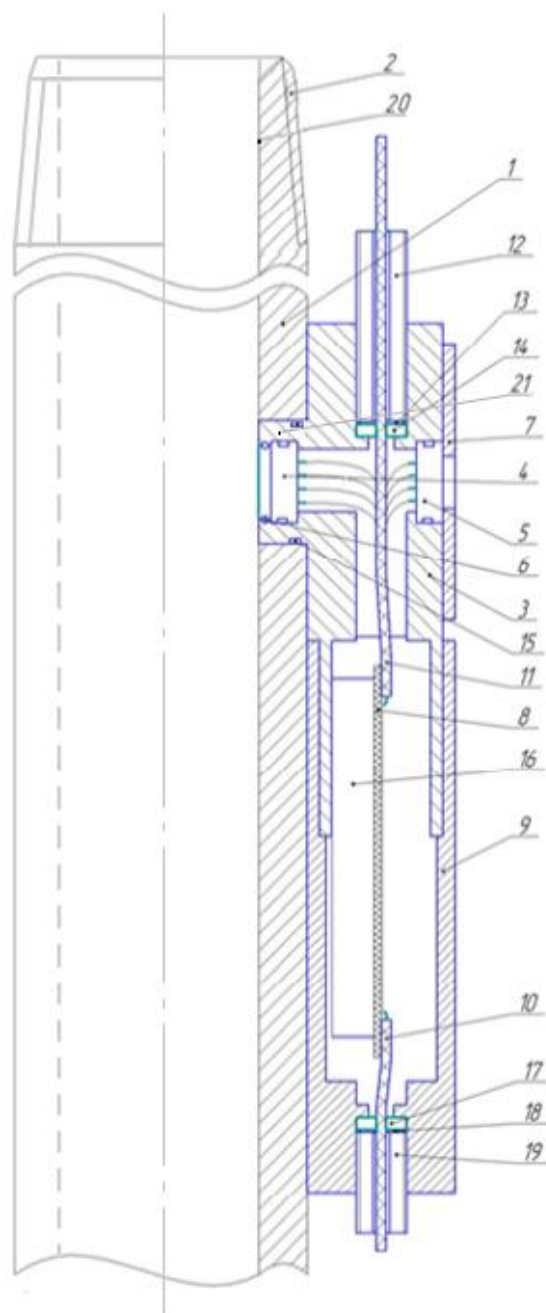


Рис. 1. Устройство для одновременного измерения давления вне и внутри НКТ

Fig. 1. Device for simultaneous measurement of pressure outside and inside the tubing

- плотность жидкости на уровне выкида насоса $\rho_{\text{ж.вык}}^{\text{вну}}$ и среднюю плотность столба жидкости внутри НКТ $\rho_{\text{ж}}^{\text{вну}}$

$$\rho_{\text{ж.вык}}^{\text{вну}} = \frac{P'_1 - P'_2}{g \cdot L}, \quad \rho_{\text{ж}}^{\text{вну}} = \frac{P'_1}{g \cdot H_{\text{сп}}},$$

где P'_1 и P'_2 – давление в двух точках внутри НКТ, МПа; g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; L – расстояние между датчиками давления, 10 м; $H_{\text{сп}}$ – глубина спуска насоса, м.

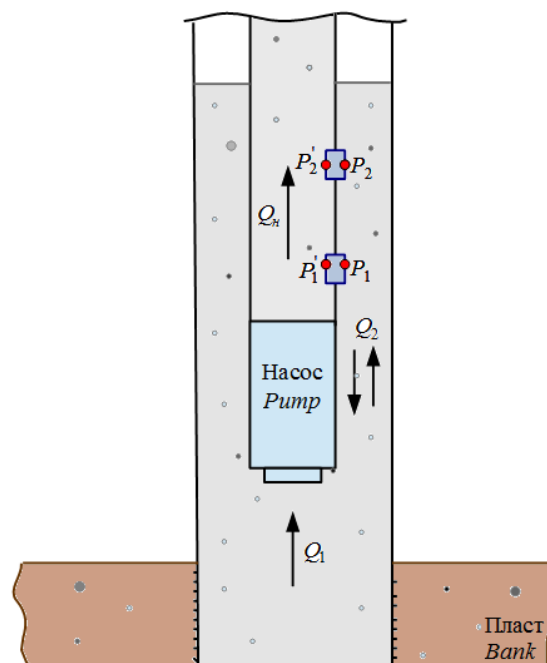


Рис. 2. Схема установки двух устройств в нефтедобывающей скважине для одновременного измерения давления вне и внутри НКТ. Q_1 – приток жидкости из пласта; Q_2 – поток жидкости из межтрубного пространства; Q_n – приток жидкости в НКТ

Fig. 2. Diagram of installation of two devices in an oil well for simultaneous measurement of pressure outside and inside the tubing. Q_1 is the fluid flow from the reservoir; Q_2 is the fluid flow from the annulus; Q_n is the fluid flow in the tubing

- высоту столба водонефтяной смеси $H_{\text{вн}}$ отдельно на участке от выкида насоса до уровня жидкости в НКТ, где давление становится меньше давления насыщения нефти газом $P_{\text{нас}}$

$$H_{\text{вн}} = \frac{P_{\text{нас}}}{g \cdot \rho_{\text{ж.вык}}^{\text{вну}}},$$

а также высоту столба водогазонефтяной смеси $H_{\text{вгн}}$ при известной глубине спуска насоса $H_{\text{сп}}$

$$H_{\text{вгн}} = H_{\text{сп}} - H_{\text{вн}},$$

уровни жидкости (нефти) в межтрубном пространстве $H_{\text{ж}}$, разделенные временным интервалом $n \cdot \Delta t$

$$H_{\text{ж1}} = \frac{P_1}{g \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{вне}}}, \quad H_{\text{жn}} = L + \frac{P_n}{g \cdot \rho_{\text{ж}}^{\text{вне}}},$$

где P_1 и P_n – измеренное давление (отсчёты, разделённые одним или несколькими интервалами дискре-

тизации) в двух точках внутри межтрубного пространства скважины, МПа; $\rho_{ж}^{вн\epsilon}$ – средняя плотность столба жидкости в межтрубном пространстве, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; L – расстояние между датчиками давления, 10 м; $n=1,2,3,\dots$,

$n_{\max} = \frac{t_{\max}}{\Delta t}$ – временной интервал дискретизации; t_{\max} – время, при котором $P_n = \text{const}$, с; Δt – интервал дискретизации при измерении давления, сек.

- расход жидкости, пришедшей в межтрубное пространство (или откачанной из него)

$$Q_2 = V_{ж} \cdot S = V_{ж} \cdot \pi \cdot \frac{D^2 - d^2}{4},$$

где $V_{ж} = \frac{H_{ж1} - H_{ж2}}{n \cdot \Delta t}$ – скорость движения жидко-

сти в межтрубном пространстве, м/с; S – площадь сечения межтрубного пространства, м²; D – диаметр обсадной колонны, м; d – диаметр НКТ, м.

Практика эксплуатации скважин показывает, что для повышения эффективности нефтеизвлечения необходимо управлять режимом работы насоса при ограничениях со стороны давления жидкости (динамического уровня) [20]. Известно, что процесс добычи существенно зависит от давления в скважине, величина которого при эксплуатации скважины может по разным причинам изменяться. Наиболее целесообразным способом регулирования является изменение скорости вращения насоса (на примере электроцентробежного насоса (ЭЦН)). Поэтому гидравлическую систему «скважина–насос» можно считать объектом управления. При этом разработка эффективных систем управления процессом нефтедобычи по критерию максимального отбора продукции скважин должна быть направлена на использование минимального количества непосредственно измеряемых параметров, необходимых и достаточных для качественного управления системой.

На рис. 3 представлена структура предлагаемой системы управления процессом нефтедобычи с применением разработанного устройства для измерения давления в контрольных точках скважины.

На основании предложенной структуры системы управления с применением разработанного устройства для измерения давления в контрольных точках скважины авторами была разработана и исследована ее модель (по данным реальной скважины с ЭЦН Ромашкинского месторождения), приведенная на рис. 4.

При моделировании системы управления осуществляется математическая зависимость основных параметров ($H_{\text{дин}}$, Q_2 , Q_1 , Q_n) от изменения давлений в контрольных точках скважины P_1 , P_2 , P'_1 , P'_2 .

Динамический уровень жидкости $H_{\text{дин}}$ зависит от давления на выкиде насоса P'_1 и средней плотности столба жидкости в межтрубном пространстве $\rho_{ж}^{вн\epsilon}$, определяемой по давлениям P_1 и P_2 :

$$H_{\text{дин}} = \frac{P'_1}{\rho_{ж}^{вн\epsilon} \cdot g} - H,$$

где H – напор насоса, определяемый по напорной характеристике $H=f(Q_n)$, м.

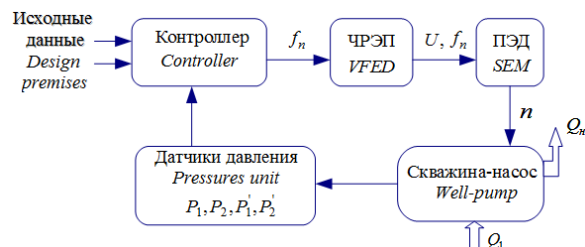


Рис. 3. Структура системы управления с применением разработанного устройства для измерения давления в контрольных точках скважины: ЧРЭП – частотно-регулируемый электропривод; ПЭД – погружной электродвигатель; U и f_n – напряжение и частота тока ПЭД; n – частота вращения насоса

Fig. 3. Structure of the control system with the use of the developed device for measuring pressure at the control points of the well: VFED is the variable-frequency electric drive; SEM is the submersible electric motor; U and f_n are the voltage and frequency of the current of the SEM; n is the pump rotation frequency

Изменение потока жидкости из межтрубного пространства Q_2 зависит от изменения динамического уровня

$$Q_2 = S \cdot \frac{dH_{\text{дин}}}{dt},$$

где S – площадь сечения межтрубного пространства, м².

Приток жидкости из пласта Q_1 определяется по следующей формуле:

$$Q_1 = K_{\text{пр}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \cdot (1 - e^{-\alpha t}) = \left[K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пл}} - K_{\text{пр}} \times \left(g \cdot \rho_{ж.пр}^{вн\epsilon} \cdot (H_c - H_{\text{сп}}) + P_1 \right) \right] \cdot (1 - e^{-\alpha t}),$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа); $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа; $\alpha = \left(\frac{K_{\text{пр}} \cdot g \cdot \rho_{ж.пр}^{вн\epsilon}}{S} \right)$, с⁻¹; t – реальное

время, с; $\rho_{ж.пр}^{вн\epsilon}$ – плотность жидкости на уровне приёма насоса, определяемая по давлению на приеме насоса P_1 и давлению P_2 в контрольной точке межтрубного пространства, кг/м³; H_c – глубина скважины, м; $H_{\text{сп}}$ – глубина спуска насоса, м.

Поток жидкости в НКТ Q_n представляет собой два объединенных потока Q_1 – приток жидкости из пласта и Q_2 – поток жидкости межтрубья (рис. 2), т. е.

$$Q_n = Q_1 \pm Q_2.$$

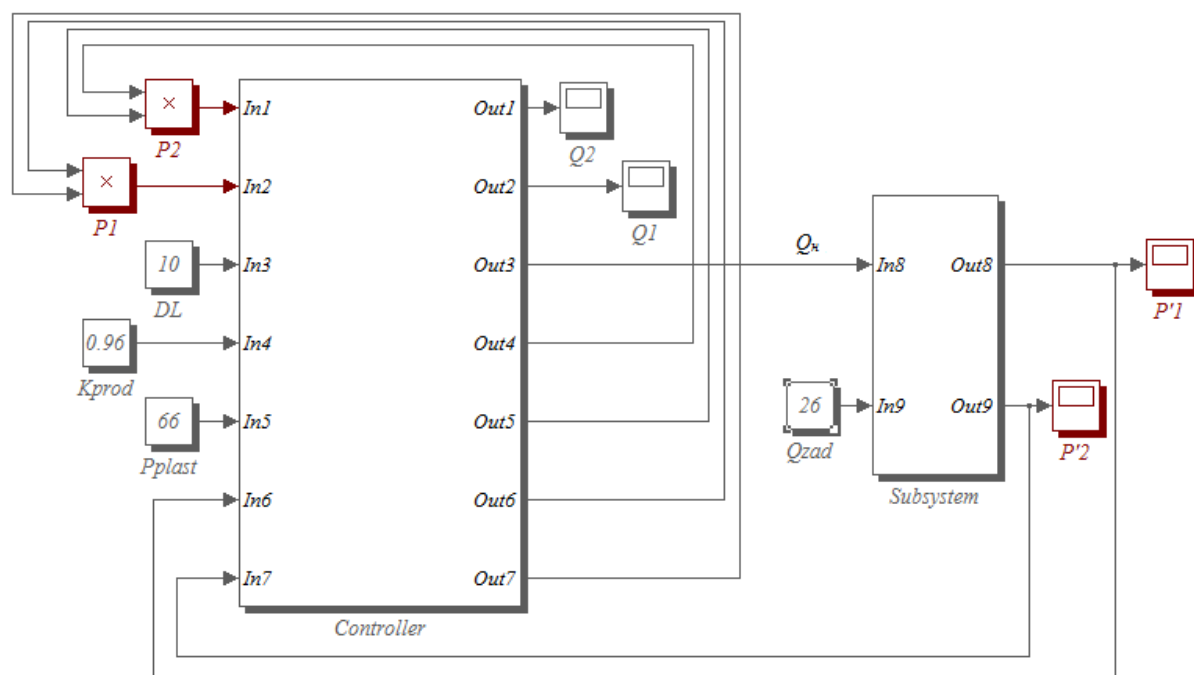


Рис. 4. Модель системы управления процессом добычи нефти с применением разработанного устройства в программе Matlab/Simulink

Fig. 4. Simulation of an oil production control system using the developed device in the Matlab/Simulink program

Экспериментальное исследование системы управления процессом нефтедобычи в программе *Matlab/Simulink* проводилось в 3-х режимах, отличающихся как минимум временными характеристиками их передаточных функций: 1) режим пуска насоса; 2) рабочий переходный режим (рис. 5) и 3) останов скважины. Приток жидкости из пласта Q_1 , поток жидкости межтрубного пространства Q_2 , давления в контрольных точках ствола нефтедобывающей скважины (P_1 , P_2 , P'_1 , P'_2) принимаем за выходные координаты объекта управления. Дебит жидкости на выходе насоса Q_n принимаем за входное возмущающее воздействие. Режим работы скважины считается установившимся при условии, когда $Q_2=0$, $Q_1=Q_n$ и динамический уровень жидкости постоянный $H_{\text{лин}}=\text{const}$. Выполнение этих требований должна осуществлять система управления режимом работы скважины, чтобы обеспечить получение заданной нормы добычи жидкости, т. е. Q_n .

При моделировании на вход блока *Controller* поступали следующие параметры: текущие значения давлений на приеме насоса P_1 и в межтрубном пространстве P_2 , текущие значения давлений на выкиде насоса P'_1 и в НКТ P'_2 из блока *Subsystem*, а также постоянные значения коэффициента продуктивности $K_{\text{пр}}$, пластовое давление $P_{\text{пл}}$, расстояние между датчиками давления L . В блоке *Controller* выполнен контроллер, реализующий алгоритм вычисления ряда технологических параметров ($\rho_{\text{ж.пр}}^{\text{вне}}$, $\rho_{\text{ж}}^{\text{вне}}$, $\rho_{\text{ж.вык}}^{\text{вну}}$, $\rho_{\text{ж}}^{\text{вну}}$, $H_{\text{вн}}$, $H_{\text{вгн}}$, $H_{\text{ж}}$, $H_{\text{лин}}$, Q_2 , Q_1 , Q_n). Блоки Q_2 и Q_1 на выходе блока *Controller* предназначены для визуализации графиков изменения потока жидкости

межтрубного пространства Q_2 и притока жидкости из пласта Q_1 , соответственно.

Таблица. Параметры моделируемой скважинной системы

Table. Parameters of the simulated well system

Наименование, ед. изм. Name, units	Величина Value	Обозначение Notation
Пластовое давление, атм Reservoir pressure, atm	66	$P_{\text{пл}}$
Глубина скважины, м Well depth, m	962	$H_{\text{с}}$
Глубина спуска насоса, м Pump depth, m	449	$H_{\text{сп}}$
Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ Productivity factor, $\text{m}^3/(\text{day} \cdot \text{MPa})$	0,96	$K_{\text{пр}}$
Объемная доля воды, ед. Water cut, units	0,85	W
Статический уровень, м Static pressure-head level, m	745	$H_{\text{ст}}$
Площадь сечения межтрубного пространства, м^2 Section area tubular annulus, m^2	$4,657 \cdot 10^{-3}$	S
Удельный вес, МПа/м/Specific gravity of, МПа/м		
нефти/oil	$0,7 \cdot 10^{-2}$	γ_o
воды/water	$1,067 \cdot 10^{-2}$	γ_w
газа/gas	$0,83 \cdot 10^{-5}$	γ_g

Входными параметрами блока *Subsystem* являются: текущее значение дебита жидкости на выходе насоса Q_n из блока *Controller* и заданное значение дебита жидкости $Q_{\text{зад}}$. В блоке *Subsystem*, который включает в себя ЧРЭП, ПЭД и насос, осуществляется преобразование рассогласования ΔQ между текущим Q_n и заданным $Q_{\text{зад}}$ значениями дебита жидкости в частоту тока ПЭД, а также регулирование скорости вращения

насоса и, соответственно, изменение напора насоса H , давлений внутри НКТ P'_1 и P'_2 . Блоки P'_1 , P'_2 предназначены для визуализации графиков изменения значений давления на выкиде насоса P'_1 и в НКТ P'_2 .

По результатам исследований системы управления с применением разработанного устройства на модели

выявлено, что при установке заданного значения дебита жидкости $Q_{зад}=26$ м³/сут., близкого к минимальному для успешного запуска скважины, происходит скачкообразное увеличение Q_n от 0 до 26 м³/сут., при этом динамический уровень жидкости $H_{дин}$ уменьшается от 745 до 588 м за 6,94 часа и стабилизируется (рис. 5).

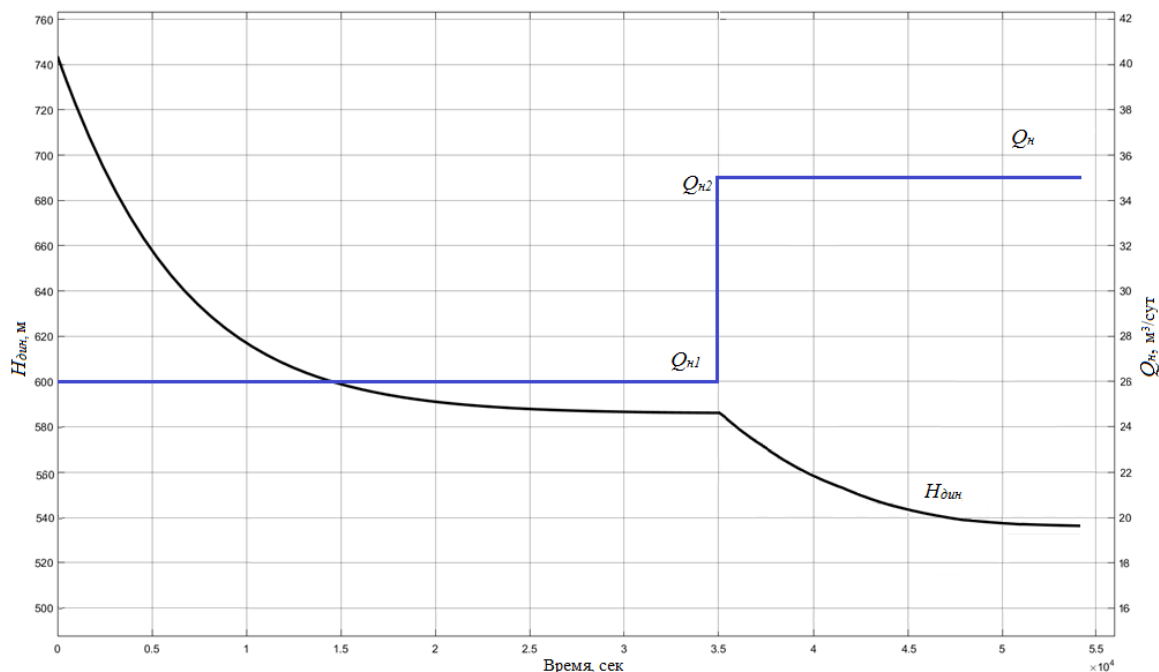


Рис. 5. Графики режима запуска и перехода в рабочий режим работы скважины

Fig. 5. Graphs of start mode and transition to operating mode of well

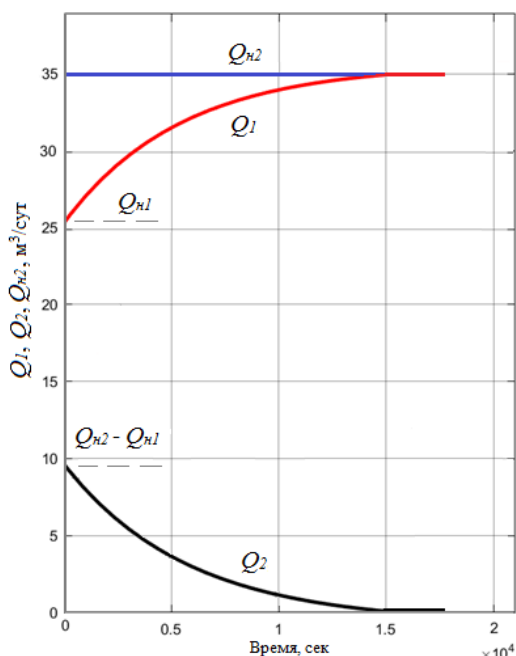


Рис. 6. Графики изменения притока жидкости из пласта Q_1 и потока жидкости из межтрубного пространства Q_2 при увеличении Q_n от 26 до 35 м³/сут.

Fig. 6. Graphs of changes in fluid inflow from the reservoir Q_1 and in fluid flow from the annular space Q_2 at increase of Q_n from 26 to 35 m³/day

При установке заданного значения дебита жидкости $Q_{зад}=35$ м³/сут., соответствующего рабочему режиму скважины, происходит скачкообразное увеличение Q_n от $Q_{н1}=26$ м³/сут. до $Q_{н2}=35$ м³/сут. (рис. 5), при этом:

- динамический уровень жидкости $H_{дин}$ уменьшается с 588 до 538 м за 4,17 часа и стабилизируется (рис. 5);
- приток жидкости из пласта Q_1 достигает значения 35 м³/сут. за 4,17 часа и стабилизируется (рис. 6);
- поток жидкости из межтрубного пространства Q_2 уменьшается по экспоненте от $Q_2=35-26=9$ м³/сут. до нуля (рис. 6);
- текущее значение дебита жидкости Q_n остается стабильным и равным $Q_{н2}=35$ м³/сут.

Разница по времени выхода на стационарный режим при запуске скважины (время переходного режима 6,94 часа) и в рабочем режиме (время переходного режима 4,17 часа) объясняется разными начальными условиями, $Q_1=0$ при запуске скважины и $Q_1=26$ м³/сут. при выходе на рабочий режим.

Использование этих данных, полученных с помощью высокоточной и быстродействующей аппаратуры, системы управления с применением разработанного устройства (рис. 4) (по сравнению, например, с эхолотом) обеспечит более точный вывод нефтедобывающей скважины на необходимый режим эксплу-

атации, причем за меньшее время, за счёт контролируемого уровня и давления в межтрубном пространстве скважины.

Отличительной особенностью предложенной модели системы управления процессом нефтедобычи является получение данных о реальных значениях давления жидкости в нескольких контрольных точках ствола скважины с одновременным расчётом её плотности и их изменения по межтрубному пространству и НКТ, которые являются исходными при решении основных задач эксплуатации нефтедобывающих скважин. Использование этих данных обеспечит контроль как стационарного ($H_{\text{дин}} = \text{const}$), так и динамического $H_{\text{дин}}(t)$ уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины.

Особенно важным при этом является возможность управления (при наличии частотно-регулируемого электропривода) режимом работы скважины с целью стабилизации заданной нормы добычи в условиях воздействия как внутренних, так и внешних возмущений. Разработка предложенной системы управле-

ния процессом нефтедобычи является важным направлением при решении задачи повышения эффективности эксплуатации нефтяных месторождений.

Заключение

Таким образом, разработано устройство для измерения давлений внутри НКТ и межтрубного пространства нефтедобывающей скважины; представлена математическая модель получения исходных данных для решения основных задач при добыче нефти; предложена система управления процессом нефтедобычи для повышения производительности скважин; реализация разработанного стационарного скважинного прибора в предлагаемой системе управления процессом нефтедобычи обеспечивает точность и быстроедействие вывода скважины на стационарный режим работы, его стабилизацию и увеличение отбора добываемой продукции; поставлена и решена задача создания эффективной системы управления процессом нефтедобычи по критерию максимального отбора продукции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Влияние режимов течения восходящих потоков в стволе скважин при автоматизации их работы // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2018. – Т. 17. – С. 164–167.
2. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Контроль обводненности продукции с целью управления нефтяной добывающей скважиной // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Труды Международной научно-практической конференции. Альметьевск: Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2018. – С. 234–238.
3. Измерение обводненности на устье добывающих скважин / Д.Ю. Самойлов, В.В. Самойлов, О.П. Жданов, А.В. Насыбуллин // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 3 (49). – С. 85–88.
4. Одинов В.Л., Курбанов Р.Х., Садыков И.И., Харисов А.Г. Программно-аппаратный комплекс «Канал квант» для измерения состава и расхода жидкости, добываемой из нефтяных скважин // Датчики и системы. – 2008. – № 3. – С. 7–12.
5. Алаева Н.Н., Сагадеев Д.Н. К вопросу определения обводненности продукции нефтедобывающих скважин // VIII Научно-практическая конференция: Труды VIII Межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 25-летию Института нефти и газа им. М.С. Гущериева. – Ижевск, 2018. – С. 8–12.
6. Numerical simulation of gas-liquid two-phase flow in wellbore based on drift flux model / W. Na, X. Chaoyang, M. Yingfeng, L. Gao, L. Anqi // Applied Mathematics and Computation. – 2018. – V. 338. – P. 175–191.
7. Djuraev U., Jufar Sh. R., Vasant P. A review on conceptual and practical oil and gas reservoir monitoring methods // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 152. – P. 586–601.
8. РД 153-39.0-920-15. Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ПАО «Татнефть». – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2016. – 42 с.
9. Разработка и применение автоматизированной системы управления скважиной с целью повышения нефтеотдачи пластов / Д.Ю. Самойлов, В.В. Самойлов, В.С. Воронков, Ф.А. Галиев // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 5 (44). – С. 32–34.
10. Robust technology and system for management of sucker rod pumping units in oil wells / T.A. Aliev, A.H. Rzaev, G.A. Guluyev, T.A. Alizada, N.E. Rzaeva // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2018. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0888327017303205> (дата обращения: 19.10.2018).
11. Systems and methods for controlling flow from a wellbore annulus // Sealing Technology. 2018. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1350478918302915> (дата обращения: 28.11.2018).
12. Pressure and rate transient analysis of artificially lifted drawdown tests using cyclic pump off controllers / I.O. Daniel, H. Manouchehr, A.F. Matthew, A. Mohammad // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 139. – P. 240–253.
13. Torres L.H.S., Schntman L. Sucker-rod pumping system of oil wells: modelling, identification and process control // IFAC Proceedings Volumes. – 2013. – V. 46. – P. 260–265.
14. Режимная эксплуатация глубинного насосного оборудования нефтедобывающих скважин / И.З. Денисламов, А.Р. Камалтдинов, Г.И. Денисламова, Р.Р. Ишбаев // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 75–79.
15. Денисламов И.З., Хасаншин В.Р., Денисламова А.И. Оценка системы «пласт-скважина-насос» по данным глубинной телеметрии // Сборник научных трудов: Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. – Уфа: Изд-во ООО «Монография», 2018. – С. 259–262.
16. Современные технические решения для интеллектуальной нефтедобывающей скважины / И.З. Денисламов, Ш.А. Гафаров, Г.И. Денисламова, И.З. Исаев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 33–37.
17. Govorkov D.A., Solovyev I.G., Fomin V.V. Real-time adaptive observer technology of an oil-well hydrodynamic deep states // 2008 International Conference. Modern Technique and Technologies. – Tomsk, 2008. – P. 100–104.
18. Sagdatullin A.M. Development and modeling of automation and control system of sucker-rod well pump with beam drive // Chemical and Petroleum Engineering. – 2016. – V. 52 – № 1. – С. 29–32.
19. Устройство для одновременного измерения давления вне и внутри насосно-компрессорных труб: пат. 2652403 Рос. Федерация. № 2017106690; заявл. 28.02.2017; опубл. 26.04.18, Бюл. № 12. – 11 с.
20. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Система для оперативного управления режимом работы нефтяных добывающих скважин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Труды Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. – Альметьевск: Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2016. – С. 74–76.

Поступила 02.12.2019 г.

Информация об авторах

Алаева Н.Н., старший преподаватель кафедры автоматизации и информационных технологий Альметьевского государственного нефтяного института.

Томус Ю.Б., кандидат технических наук, доцент кафедры автоматизации и информационных технологий Альметьевского государственного нефтяного института.

Тугашова Л.Г., кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры автоматизации и информационных технологий Альметьевского государственного нефтяного института

UDC 681.3

DEVELOPMENT AND APPLICATION OF PERMANENT DOWNHOLE GAUGE IN OIL PRODUCTION CONTROL SYSTEM

Natalya N. Alaeva¹,
nalaeva@yandex.ru

Yuriy B. Tomus¹,
tjub123@rambler.ru

Larisa G. Tugashova¹,
tugashova.agni@yandex.ru

¹ Almet'yevsk State Oil Institute,
2, Lenin street, Almet'yevsk, 423450, Russia.

Relevance of the research is in obtaining reliable measured technological parameters (as a minimum, pressure and density of the produced products) in the well obtained in real time for managing the quality of oil producing well and increasing the efficiency of its operation. **The aim** of the research is to develop a permanent downhole gauge for measuring pressure at the pump inlet and discharge, inside the tubing and annulus of an oil producing well; compile a mathematical model for obtaining necessary technological parameters to solve the main problems in oil production; apply a permanent downhole gauge in the proposed oil production control system.

Object of the research is oil producing well.

Methods: modeling and evaluation of the proposed oil production control system using the developed permanent downhole gauge for measuring the pressure at several control points of the oil production wells in the program Matlab/Simulink.

Results. The authors have developed the permanent downhole gauge for measuring pressure at the pump inlet and discharge, inside the tubing and annulus of the well. The paper demonstrates its design and the mathematical model for obtaining the necessary technological parameters to solve the main tasks in oil production. The authors proposed the control system using the developed gauge, set the task of creating an effective system for managing oil production and solved it.

Conclusions. A positive result was obtained when simulating oil production control system using the developed downhole gauge for measuring pressure at several control points in an oil producing well using the Matlab/Simulink program. The implementation of the developed permanent downhole gauge in the proposed system for controlling oil production ensures the accuracy and speed of switching the well to the stationary mode of operation, its stabilization and increase in the flow rate.

Key words:

Oil producing well, pressure measurement, determination of process parameters, control system modeling, oil production.

REFERENCES

- Alaeva N.N., Tomus Yu.B. The influence of the upstream flow regimes in the well bore in the automation of their work. *Proceedings of the scientific session, scientists of the Almet'yevsk State Oil Institute*, 2018, vol. 17, pp. 164–167. In Rus.
- Alaeva N.N., Tomus Yu.B. Kontrol obvodnennosti produktsii s tselyu upravleniya neftyanoy dobivayushchey skvazhinoy [Control of production water cut for management of an oil production well]. *Dostizheniya, problemi i perspektivy rasvitiya neftegazovoy otrasli. Trudy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Proc. of the International scientific and practical conference. Achievements, problems and prospects of development of the oil and gas industry]. Almet'yevsk, 2018. pp. 234–238.
- Samoilov D.Yu., Samoilov V. V., Zhdanov O. P., Nasybullin A.V. Measurement of water cut at the wellhead of producing wells. *Journal Exposition Oil Gas*, 2016, no. 3 (49), pp. 85–88. In Rus.
- Odivanov V.L., Kurbanov R.H., Sadykov I.I., Harisov A.G. Software and hardware complex «Channel quantum» for measuring the composition and flow of liquid extracted from oil wells. *Sensors and systems*, 2008, no. 3, pp. 7–12. In Rus.
- Alaeva N.N., Sagadeev D.N. K voprosu opredeleniya obvodnennosti produktsii nefteodobivayushchikh skvazhin [On the issue of determining the water content of oil wells]. *VIII Nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Trudi VIII mezhregionalnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 25-letiyu Instituta nefii i gasa im. M.S. Gutserieva* [VIII Scientific and practical conference. Proc. of the VIII Interregional scientific and practical conference dedicated to the 25th anniversary of the M.S. Gutseriev Institute of oil and gas]. Izhevsk, 2018. pp. 8–12.
- Na W., Chaoyang X., Yingfeng M., Gao L., Anqi L. Numerical simulation of gas-liquid two-phase flow in wellbore based on drift flux model. *Applied Mathematics and Computation*, 2018, vol. 338, pp. 175–191.
- Djuraev U., Jufar Sh. R., Vasant P. A review on conceptual and practical oil and gas reservoir monitoring methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152, pp. 586–601.
- RD 153-39.0-920-15. *Optimalny kompleks i periodichnosty gidrodinamicheskikh metodov kontrolya za razrabotkoy PAO «Tatneft»* [Guidance Document 153-39.0-920-15. Optimum range and frequency of hydrodynamic controls on the development of PJSC «Tatneft»]. Bugulma, TatNIPIneft Publ., 2016. 42 p.
- Samoilov D.Yu., Samoilov V.V., Voronkov V.S., Galiyev F.A. Development and application of automated well control system to improve oil recovery. *Journal Exposition Oil Gas*, 2015, no. 5, pp. 32–34. In Rus.
- Aliyev T.A., Rzayev A.H., Guluyev G.A., Alizada T.A., Rzayeva N.E. Robust technology and system for management of sucker rod pumping units in oil wells. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2018. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0888327017303205> (accessed 19 October 2018).
- Systems and methods for controlling flow from a wellbore annulus. *Sealing Technology*, 2018. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1350478918302915> (accessed 28 November 2018).
- Daniel I.O., Manouchehr H., Matthew A.F., Mohammad A. Pressure and rate transient analysis of artificially lifted drawdown tests using cyclic pump off controllers. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 139, pp. 240–253.
- Torres L.H.S., Schntman L. Sucker-rod pumping system of oil wells: modelling, identification and process control. *IFAC Proceedings Volumes*, 2013, vol. 46, pp. 260–265.

14. Denislamov I.Z., Kamaletdinov A.R., Danilova G.I. Ishbaev R.R. Modal exploitation of the deep pump equipment of oil wells. *Oil industry*, 2017, vol. 15, no. 1, pp. 75–79. In Rus.
15. Denislamov I.Z., Khasanshin V.R., Denislamova A.I. Otsenka sistemy «plast–skvazhina–nasos» po dannym glubinnoy telemekhnologii [Evaluation of the system «formation–well–pump» according to the deep telemetry]. *Sbornik nauchnykh trudov: Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya* [Collection of scientific works: Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions]. Ufa, Monografiya Publ., 2018. pp. 259–262.
16. Denislamov Z.I., Gafarov S.A., Danilova G.I., Isaev I.Z. Modern technical solutions for intelligent oil wells. *Oilfield business*, 2016, no. 4, pp. 33–37. In Rus.
17. Govorkov D.A., Solovyev I.G., Fomin V.V. Real-time adaptive observer technology of an oil - well hydrodynamic deep states. *International Conference. Modern Technique and Technologies*. Tomsk, 2008. pp. 100–104.
18. Sagdatullin A.M. Development and modeling of automation and control system of sucker-rod well pump with beam drive. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2016, vol. 52, no. 1, pp. 29–32.
19. Alaeva N.N., Tomus Yu.B., Sitdikova I.P., Temnikova L.I. *Ustroystvo dlya odnovremennogo izmereniya davleniya vne i vnutri nasosno-kompressornykh trub* [Device for simultaneous measurement of pressure outside and inside the tubing]. Patent RF, no. 2652403, 2018.
20. Alaeva N.N., Tomus Yu.B. Sistema dlya operativnogo upravleniya rezhimom raboty neftyanykh dobyvayushchikh skvazhin [System for operational management of oil production wells]. *Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli. Trudy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyachennoy 60-letiyu vysshego neftegazovogo obrazovaniya v Respublike Tatarstan* [Proc. of the International scientific and practical conference devoted to the 60th anniversary of higher oil and gas education in the Republic of Tatarstan. Achievements, problems and prospects of development of the oil and gas industry]. Almet'yevsk, 2016. pp. 74–76.

Received: 2 December 2019.

Information about the authors

Natalya N. Alaeva, senior lecturer, Almet'yevsk State Oil Institute.

Yuriy B. Tomus, Cand. Sc., associate professor, Almet'yevsk State Oil Institute.

Larisa G. Tugashova, Cand. Sc., senior lecturer, Almet'yevsk State Oil Institute.

УДК 681

ВЫБОР ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ВЛИЯНИЕ НА ОСТАТОЧНЫЙ СРОК СЛУЖБЫ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Кулаков Петр Алексеевич¹,
kulakov.p.a@mail.ru

Рубцов Алексей Вячеславович¹,
sunset202@mail.ru

Афанасенко Виталий Геннадьевич¹,
afanasenko.v.g@yandex.ru

Зубкова Ольга Евгеньевна¹,
zubkovaoe@mail.ru

Иванова Кристина Кирилловна¹,
kristi99.03.26@mail.ru

Шарипова Регина Ринатовна¹,
regulya0308@mail.ru

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью определения остаточного ресурса оборудования с достаточной степенью точности и при различных условиях. Развитие математических моделей для оценки механизмов накопления повреждений и фактического состояния оборудования позволит прогнозировать развитие изменения состояния объекта, учитывая установленные закономерности механизмов повреждения, и определить момент наступления предельного состояния.

Цель: предложить метод оценки остаточного ресурса теплообменных аппаратов, учитывающий экспертный интуитивно-логический анализ проблемы с количественной оценкой суждений и обработкой результатов.

Объекты: теплообменные аппараты, экспертные заключения по теплообменным аппаратам, используемым в нефтепереработке.

Методы: модель информативности Кульбака–Лейблера, показывающая степень информативности отдельных параметров через плотность одной вероятностной меры по отношению к другой, назначение ресурса безопасной эксплуатации при коррозийно-эрозионном износе материала объекта, назначение ресурса безопасной эксплуатации по изменению параметров технического состояния объекта.

Результаты. Поставлена задача оценки остаточного срока службы теплообменного оборудования после проведения технической диагностики на допускаемых технических параметрах в зависимости от суммарного влияния параметров технического состояния оборудования нефтегазопереработки и нефтехимии. Было отобрано 10 технических и технологических показателей теплообменных аппаратов, а оценка выполнялась с использованием такого показателя, как остаточный срок службы теплообменников. Авторами была разработана математическая модель, вычислены диагностические коэффициенты и информативность показателя для каждого периода, принятого экспертом. Предложен алгоритм оценки остаточного срока службы теплообменных аппаратов на основе меры информативности Кульбака. Показаны оценки остаточного ресурса, выбивающиеся из построенной модели. Сделаны выводы о рациональности использования предлагаемого алгоритма для решения задач данного типа.

Ключевые слова:

Теплообменный аппарат, остаточный срок службы, прогноз, оценка, эксперт, мера Кульбака.

Введение

Теплообменное оборудование нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств составляет значительную долю аппаратного оформления технологических установок и служит для нагрева, охлаждения, испарения, конденсации и т. д. технологических сред. Теплообменные аппараты, используемые в технологических процессах, являются техническими устройствами, применяемыми на опасном производственном объекте, и, следовательно, к ним применяются строгие требования по определению технического состояния в процессе эксплуатации, регла-

ментированные нормативными документами в области промышленной безопасности.

После наработки определенного времени теплообменные аппараты проходят процедуру экспертизы промышленной безопасности [1, 2], в которую могут входить такие работы, как:

- изучение и анализ технической документации, данных оперативной диагностики;
- неразрушающий и разрушающий контроль [3];
- поверочные расчеты на прочность и устойчивость [4, 5];
- прогнозирование остаточного ресурса [6–8];
- испытание на прочность и плотность и т. д.

В условиях эксплуатации теплообменных аппаратов в коррозионных средах одним из наиболее важных этапов по оценке технического состояния является прогнозирование остаточного ресурса теплообменного аппарата. В данном случае доминирующим механизмом повреждения конструктивных элементов теплообменника является коррозионный износ, и расчет остаточного срока службы ведется по изменению толщины стенки элемента.

В основе прогнозирования остаточного ресурса заложен метод, основанный на сравнительном анализе толщин стенок основных конструктивных элементов, а именно: проектной, минимальной измеренной или минимальной вероятной, а также отбраковочной.

Проектная толщина стенки заложена при проекторочном расчете аппарата, минимальную измеренную мы получаем при проведении ультразвуковой толщинометрии, а минимальную вероятную – в результате обработки данных статистическими методами, отбраковочная толщина определяется расчетным методом, а также приведена в нормативных и технических документах. По изменению проектной толщины через определенный интервал наработки аппарата рассчитывается скорость коррозионного износа по минимальной замеренной или минимальной вероятной толщине, а затем рассчитывается остаточный ресурс, подразумевающий, сколько времени должно пройти, чтобы при определенной скорости коррозии минимальная толщина стенки, полученная при помощи измерений, достигла своего отбраковочного значения [9].

Назначаемый срок ресурса зависит от двух определяющих показателей:

- 1) срок службы аппарата;
- 2) максимальная скорость коррозии конструктивного элемента.

Остаточный ресурс назначается исходя из минимального расчетного ресурса для конструктивного элемента теплообменного аппарата, но в любом случае продление дальнейшего срока службы не может превышать 10 лет согласно действующим нормативным документам в области промышленной безопасности.

Как правило, методы математики, применяемые в экспертных расчетах, могут позволить оценить верхнюю границу остаточного ресурса. В некоторых случаях эта граница завышена в разы по отношению к реальному значению в заключении экспертизы промышленной безопасности [10].

Объемные массивы полученных данных позволяют провести анализ возможных исходов будущих экспертиз, разработать математическую модель, наиболее полно характеризующую рассматриваемый вид технических устройств [10–16].

Технические параметры дают представление о состоянии теплообменных аппаратов в различных интервалах времени, а также о процессах, влекущих многообразные траектории и формы износа и вероятные сценарии разрушения [16–19].

В настоящее время широко применяется оценка влияния технических параметров теплообменных

систем [11, 20], остаточный ресурс моделируется при помощи вычислительной техники [11, 21], математики [16, 20, 22], находят применение нейронные сети [14–16]. Однако даже такой обширный арсенал не всегда дает требуемую точность исходов и возможность применимости сложных уравнений.

Было отобрано 10 признаков, влияющих на остаточный ресурс теплообменных систем: дата ввода в эксплуатацию (τ_1), дата заключения экспертизы (τ_2), обечайка корпуса (диаметр внутренний) (D), толщина стенки по паспорту (h_1), длина (высота) (L), толщина стенки минимальная (h_2), срок эксплуатации (τ_3), скорость коррозии в год (ε), температура (T), давление (P).

Для проведения оценки были выбраны экспертные заключения по 35 теплообменным аппаратам с примерно одинаковыми условиями эксплуатации по параметрам теплоносителя (табл. 1). В выборке присутствуют экспертные заключения от 3 до 10 лет, но отсутствуют данные по теплообменникам, для которых экспертиза давала бы отрицательное заключение.

Влияние перечисленных параметров ($\tau_1, \tau_2, D, h_1, L, h_2, \tau_3, \varepsilon, T, P$) на остаточный ресурс теплообменников можно определить путем вычисления их информативности [10].

Оценка информативности производится посредством меры Кульбака [10]. Мера Кульбака–Лейблера позволяет разбить вероятностное многомерное пространство признаков по показателю интеграла от логарифма плотности одной вероятностной меры по отношению к другой. Поэтому будем производить оценку за несколько итераций: на первой итерации разделим теплообменники на две группы – имеющие остаточный ресурс 5 лет и не имеющие такого ресурса, на второй итерации разделим по остаточному ресурсу 6 лет, на третьей – 8 лет и на четвертой итерации – 10 лет согласно экспертным заключениям.

Имеется десять признаков ($\tau_1, \tau_2, D, h_1, L, h_2, \tau_3, \varepsilon, T, P$), а также результат – остаточный ресурс для первой итерации 5 лет либо его отсутствие. Разделим теплообменники на две группы: «А» – имеющие остаточный ресурс 5 и более лет; «В» – не имеющие такого ресурса. В качестве данных для построения модели возьмем теплообменники 1–29, а для проверки модели – теплообменники 30–35.

Находим информативности каждого из десяти признаков.

Рассмотрим пример расчета информативности по признаку «Дата ввода в эксплуатацию», который обозначен τ_1 .

Диапазон изменения данного параметра от 1957 до 2003 гг. Все значения разбиваем на интервалы: [1957; 1960], (1960; 1970], (1970; 1980], (1980; 1990], (1990; 2000], (2000; 2003]. Имея шесть интервалов, определяем частоту попадания теплообменников в одну из групп («А» или «В»). В нашей выборке всего один теплообменник с датой ввода в эксплуатацию между 1957 и 1960 гг., который попадает в группу «А», а в группу «В» из данного периода попадает 0 теплообменников. В интервале (1980; 1990] имеется десять теплообменников из группы «А» и только один теплообменник из группы «В».

Таблица 1. Данные по теплообменникам и показателям, влияющим на остаточный ресурс

Table 1. Data on heat exchangers and factors affecting the residual life

№ No.	Дата (год) Date of (year)		Обечайка корпуса (диаметр внутренний) Body shell (inner diameter)	Толщина стенки Wall thickness		Длина (высота) Length (height)	Срок эксплуатации Time of maintenance	Скорость коррозии Corrosion velocity	Температура Temperature	Давление Pressure	Остаточный ресурс (лет) Residual resource (years)	
	ввода в эксплуатацию commissioning	заключения экспертизы examination		По паспорту According to the passport	Минимальная minimum						По расчетам According to calculations	По заключению According to the conclusion
1	1963	2004	255	9	6,9	6070	41	0,57	150	0,6	8,2	3
2	1987	2003	1000	10	7,8	250	16	1,38	150	0,4	11	8
3	1982	2004	1050	8	6,3	166	22	0,97	200	0,75	8,2	8
4	1989	2004	600	8	7,5	280	15	0,42	90	0,4	14,66	8
5	1972	2003	255	9	5	400	31	1,43	126	0,25	10	3
6	1980	2008	1200	10	7,4	315	28	0,93	200	0,6	29	4
7	1989	2005	1200	10	8,1	600	16	1,19	60	0,6	9	8
8	1957	2006	258	22	16,7	129	49	0,49	145	8	14	6
9	1960	2008	2000	10	8,1	368	48	0,40	340	0,6	8	4
10	1996	2010	60,3	5,54	4,2	1902	14	1,73	167	0,45	17	4
11	1981	2006	800	10	8,8	6000	25	0,48	170	8	6,1	6
12	1975	2005	406	10	6,9	3444	30	1,03	120	0,4	8	8
13	1975	2008	1200	20	17,4	4000	33	0,39	20	2,5	10	4
14	1996	2006	60,3	5,54	4,3	1902	10	2,24	167	0,45	9	4
15	2000	2010	1400	16	15	3400	10	0,63	0	0,1	14,9	8
16	1982	2003	800	6	5,1	485	21	0,71	200	0,75	10,4	10
17	1977	2002	1000	10	6,6	285	25	1,36	0	0,35	9,6	4
18	1998	2005	1200	8	6,4	4000	7	2,86	90	0,4	34	8
19	1977	2002	1000	10	6,6	550	25	1,36	0	0,35	6	4
20	2003	2006	800	10	8,8	6000	3	4,00	200	8	8,76	6
21	1963	2005	784	8	5,6	240	42	0,71	100	0,6	12	5
22	1996	2006	800	10	8	530	10	2,00	100	0,4	11	10
23	1989	2006	800	10	7,2	400	17	1,65	0	8	6	6
24	1991	2010	1200	12	10,5	700	19	0,66	200	1,8	22	4
25	1970	2008	600	6	5,4	1444	38	0,26	0	0,4	7	4
26	1975	2008	1200	20	17,4	4000	33	0,39	164	4	9,6	4
27	1986	2006	800	16	12,2	200	20	1,19	220	8	12	6
28	1968	2006	600	22	18,8	395	38	0,38	-18	4	21	6
29	1989	2006	800	16	13,2	200	17	1,03	0	8	9	6
30	1982	2004	406	4	2,8	166	22	1,36	147	1,6	19	5
31	1985	2005	600	6	5,1	180	20	0,75	90	0,6	18	10
32	1982	2003	406	4	2,8	166	21	1,43	147	1,6	6	5
33	1980	2006	114	6	5,8	1768	26	0,14	55	1,4	8	4
34	1982	2010	1200	12	11	350	28	0,30	200	1,8	40	4
35	1978	2005	800	8	6,9	4195	27	0,51	200	8	9	8

Определяем относительную частоту попадания в ту или иную группу в пределах интервала: если для группы «А» попало 2 теплообменника из 17 теплооб-

менников группы «А», то для первого интервала относительная частота попадания в группу «А» равна $y_A=11,77\%$ (табл. 2).

Таблица 2. Информативность признака «Дата ввода в эксплуатацию»

Table 2. Information content of the feature «Date of commissioning»

Интервал Interval	Диапазон изменения T, % Range of T change, %	Количество теплообменников в группе Number of heat exchangers in the group		Относительная частота, % Relative frequency, %		Сглаженная частота, % Smoothed frequency, %		$\frac{\tilde{y}_{Ai}}{\tilde{y}_{Bi}}$	ДК DK	J_i
		A	B	y_A	y_B	\tilde{y}_A	\tilde{y}_B			
1	До 1960	1	0	5,88	0,00	5,29	8,33	0,64	-1,97	0,03
2	1960–1970	2	2	11,77	16,67	12,35	17,50	0,71	-1,51	0,04
3	1970–1980	1	6	5,88	50,00	17,06	27,50	0,62	-2,07	0,11
4	1980–1990	9	1	52,94	8,33	27,06	20,00	1,35	1,31	0,05
5	1990–2000	2	3	11,77	25,00	18,24	16,67	1,09	0,39	0,00
6	От 2000	2	0	11,77	0,00	12,35	5,83	2,12	3,26	0,11
Сумма/Amount		17	12	100	100	–	–	–	–	0,33

Определение взвешенной сглаженной частоты имеет целью нивелирование влияния распределения на интервалы. Необходимо учитывать частоту признака в двух интервалах предшествующих и двух интервалах последующих. Интервалы, которые предшествуют интервалу № 1, – нулевой и минус первый – имеют нулевую частоту.

Для компенсации субъективного влияния распределения на интервалы находится коэффициент – взвешенная сглаженная частота. В нем учитываются по два предшествующих и последующих интервала с эмпирическими коэффициентами, зависящими от числа интервалов и от количества теплообменников в выборке. При расчете интервала № 1 предыдущие интервалы, а также последующие интервалы для последнего интервала имеют частоту, равную нулю.

Взвешенную сглаженную частоту находим по формуле [10]:

$$\tilde{y} = \frac{(y_1 + 2 \cdot y_2 + 4 \cdot y_3 + 2 \cdot y_4 + y_5)}{10},$$

где $y_1 \dots y_5$ – частоты в интервалах.

Значение взвешенной сглаженной частоты в первом интервале для группы «А» равно:

$$\tilde{y}_{A1} = \frac{(0 + 2 \cdot 0 + 4 \cdot 5,88 + 2 \cdot 11,77 + 5,88)}{10} = 5,29 \text{ \%}.$$

Значение взвешенной сглаженной частоты в первом интервале для группы «В» равно:

$$\tilde{y}_{B1} = \frac{(0 + 2 \cdot 0 + 4 \cdot 0 + 2 \cdot 16,67 + 50)}{10} = 8,33 \text{ \%}.$$

Значение взвешенной сглаженной частоты в третьем интервале для группы «В» равно:

$$\tilde{y}_{B3} = \frac{(0 + 2 \cdot 16,67 + 4 \cdot 50 + 2 \cdot 8,33 + 25)}{10} = 27,5 \text{ \%}.$$

Для каждого из интервалов определяем значение соотношения сглаженных частот. Для первого интервала:

$$\frac{\tilde{y}_{A1}}{\tilde{y}_{B1}} = \frac{5,29}{8,33} = 0,64.$$

Для каждого интервала находим значение диагностического коэффициента (ДК) [17]:

$$ДК_i = 10 \cdot \lg \frac{\tilde{y}_{Ai}}{\tilde{y}_{Bi}}.$$

Значение динамического коэффициента на первом интервале:

$$ДК_1 = 10 \cdot \lg 0,64 = -1,97.$$

По формуле Кульбака коэффициент информативности признака в i -м интервале [17]:

$$J_i = 0,5 \cdot ДК_i \cdot (\tilde{y}_{Ai} - \tilde{y}_{Bi}) / 100.$$

Значение коэффициента информативности J_i для первого интервала:

$$J_1 = 0,5 \cdot (-1,97) \cdot (5,29 - 8,33) / 100 = 0,03.$$

Информативность признака 1 определяется суммой коэффициентов информативности по всем интервалам. Результаты определения информативности всех десяти признаков приведены в табл. 3.

Наибольшей информативностью ($J=1,287$) обладает признак «Обечайка корпуса», а наименьшей информативностью ($J=0,9$) – признак «Толщина стенки по минимальная».

По каждому теплообменнику суммировали диагностические коэффициенты [23]. Распределения сумм диагностических признаков для теплообменников, которые обладают и не обладают остаточным ресурсом в 5 лет, показаны на рис. 1.

По аналогии с исследованными выше теплообменниками и используя полученные диагностические коэффициенты, произведем оценку остаточного ресурса семи теплообменников из контрольного набора.

Из рис. 1 видно, что при сумме диагностических коэффициентов менее –6, остаточный ресурс менее 5 лет, при сумме диагностических коэффициентов более –2, остаточный ресурс более 5 лет, на промежутке [–6, –3] требуются дополнительные расчеты.

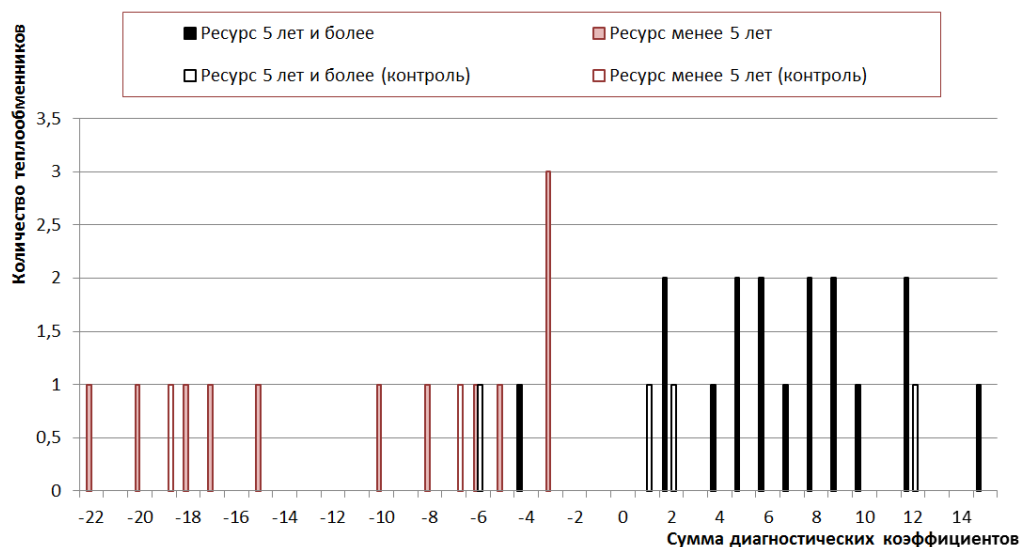


Рис. 1. Распределение теплообменников по сумме диагностических коэффициентов для остаточного ресурса 5 лет
Fig. 1. Distribution of heat exchangers by the sum of diagnostic factors for a residual life of 5 years

Таблица 3. Результаты определения диагностических коэффициентов и информативности признаков
Table 3. Results of determining the diagnostic coefficient and informative signs

Параметр Parameter	Дата ввода в эксплуатацию/Commissioning date												Сумма Amount
Диапазон Range	До 1960		1960–1970		1970–1980		1980–1990		1990–2000		После 2000		
ДК/DK	–1,97		–1,513		–2,074		1,313		0,391		3,259		
J	0,03		0,039		0,108		0,046		0,003		0,106		0,332
Параметр Parameter	Дата заключения экспертизы/Examination date												Сумма Amount
Диапазон Range	До 2004		2004–2006			2006–2008			От 2008				
ДК/DK	1,198		2,232			1,682			–2,277				
J	0,024		0,119			0,076			0,12			0,339	
Параметр Parameter	Обечайка корпуса (диаметр внутренний)/Body shell (inner diameter)												Сумма Amount
Диапазон Range	До 200	200–400	400–600	600–800	800–1000	1000–1200	1200–1400	1400–1600	1600–1800	От 1800			
ДК/DK	–7,533	–3,11	2,244	4,37	4,615	0,954	–1,301	–1,927	–3,274	–7,533			
J	0,31	0,086	0,051	0,253	0,364	0,017	0,028	0,032	0,043	0,103	1,287		
Параметр Parameter	Толщина стенки по паспорту/Wall thickness according to the passport												Сумма Amount
Диапазон Range	До 6		6–10		10–14		14–18		18–22		От 22		
ДК/DK	–1,996		0,02		0,151		1,368		–0,348		2,881		
J	0,058		0		0,001		0,036		0,001		0,045		0,141
Параметр Parameter	Толщина стенки минимальная/Minimum wall thickness												Сумма Amount
Диапазон Range	До 4		4–8		8–12		12–16		От 16				
ДК/DK	–1,055		–0,741		0,358		1,498		1,04				
J	0,017		0,017		0,003		0,041		0,012				0,09
Параметр Parameter	Длина (высота)/Length (height)												Сумма Amount
Диапазон Range	До 500	500–1000	1000–1500	1500–2000	2000–2500	2500–3000	3000–3500	3500–4000	4000–4500	4500–5000	5000–5500	От 5500	
ДК/DK	1,7	–0,051	–2,093	–9,294	–5,492	1,498	5,019	0,248	–2,762	–2,482	–0,544	1,498	
J	0,071	0	0,053	0,41	0,082	0,005	0,091	0	0,043	0,023	0,001	0,01	0,789
Параметр Parameter	Срок эксплуатации/Time of maintenance												Сумма Amount
Диапазон Range	До 5	5–10	10–15	15–20	20–25	25–30	30–35	35–40	40–45	От 45			
ДК/DK	4,508	3,259	2,289	3,125	1,662	–1,97	–3,943	–3,554	–2,384	–1,513			
J	0,069	0,076	0,066	0,151	0,042	0,06	0,206	0,132	0,046	0,013			0,861
Параметр Parameter	Скорость коррозии/Corrosion velocity												Сумма Amount
Диапазон Range	До 0,3	0,3–0,6	0,6–0,9	0,9–1,2	1,2–1,5	1,5–1,8	1,8–2,1	2,1–2,4	2,4–2,7	От 2,4			
ДК/DK	–2,238	–0,421	0,848	1,368	–0,807	–1,165	–1,513	–2,482	0,248	4,508			
J	0,049	0,003	0,014	0,036	0,01	0,014	0,013	0,023	0	0,034			0,196
Параметр Parameter	Температура/Temperature												Сумма Amount
Диапазон Range	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500		
ДК/DK	0,596	–0,015	1,65	1,12	–0,623	–0,263	–1,513	–3,274	–5,035	–6,284	–4,065		
J	0,003	0	0,044	0,025	0,008	0,001	0,019	0,043	0,13	0,026	0,038	0,429	
Параметр Parameter	Давление/Pressure												Сумма Amount
Диапазон Range	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	
ДК/DK	–1,232	–1,02	–1,513	–4,065	–6,284	–5,035	–4,065	–3,274	–2,482	–1,513	–0,807	–0,421	
J	0,038	0,022	0,026	0,093	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,429

Далее применили данный алгоритм для построения модели и оценки возможного остаточного ресурса теплообменников, равного 6, 8 и 10 лет.

Сопоставив результаты моделирования с экспертным заключением, выявили, что для горизонта пла-

нирования 5 лет выявлено 4 теплообменных аппарата (№ 6, 8, 19, 24) из 35, которые попадают в зону неопределенности и требуют более детального анализа. Теплообменник № 35 выбивается из модели, и расчеты показывают ошибочный результат. 35-й теплооб-

менный аппарат по техническим характеристикам, согласно модели, может иметь остаточный ресурс до 5 лет вместо 8 лет. Теплообменник 26 показал существенные отклонения в модели при оценке ресурса в 8 лет, в результате чего для теплообменников 22 и 28 поставили статус «Не определено».

Большее количество теплообменников (100 и более) в модели должно повысить точность прогноза, давая возможность более детального анализа интервала неопределенности. С другой стороны, большое влияние оказывают экспертные оценки состояния, нормативная документация, не преобразуемая к числовым показателям, а также предыдущие экспертные заключения. Кроме того, некоторые параметры, такие как, например, рабочая среда в теплообменном аппарате сложно поддается переводу в числовые значения. Предлагаемый подход позволяет учесть нечисловые показатели через анализ экспертных оценок предшествующих заключений.

Заключение

Достоверность прогнозирования остаточного ресурса теплообменного оборудования зависит от многих технических параметров, которые эксперт определяет на всех этапах проведения экспертизы промышленной безопасности, начиная от изучения и

анализа технической и эксплуатационной документации и заканчивая расчетом ресурса и проведением испытаний. Не всегда полученная информация является достаточно реалистичной и безошибочной для продления срока безопасной эксплуатации с определенной долей вероятности. При оценке остаточного ресурса по стандартным методикам в 22 случаях из 35 результат расчетов превышает в 1,5 раза назначенный, в 15 случаях превышает в 2 раза, а в 3 случаях – в 5 и более раз. Разработанный подход к оценке остаточного срока службы теплообменных аппаратов, приведенный в данной статье, рекомендовано применять в случаях, когда присутствует большая погрешность исходной информации, которая необходима для осуществления экспертной оценки. Построенная математическая модель существенно повышает точность оценки – из контрольной выборки только 2 объекта определены с ошибкой в 2 года, а остальные совпали с оценкой эксперта. Данный способ можно применить и для других видов технологического оборудования – трубопроводные системы, резервуары, колонны и т. д. Проанализировав диагностические коэффициенты, имеется возможность установить диапазоны значений исходных параметров, существенно снижающих остаточный ресурс оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Fran R.J., Carsten R., Antonio M. A security engineering process for systems of systems using security patterns // IEEE Syst Council. Annual IEEE Systems Conference. – Ontario, 2014. – P. 8–11.
2. Molyneux J. Industrial perspective on the seminar: the viewpoint of a mining expert // Springer briefs in Applied Sciences and Technology. – 2018. – P. 97–101.
3. Argandona G., Biezma M.V., Berrueta J.M. Detection of secondary phases in UNS S32760 superduplex stainless steel by destructive and non-destructive techniques // Journal of Materials Engineering and Performance. – 2016. – V. 25. – № 12. – P. 5269–5279.
4. Xu Reng-chong, He Yan-lin, Jiang Hu. Microstructures and mechanical properties of ferrite-based lightweight steel with different compositions // Journal of Iron and Steel Research International. – 2017. – V. 24. – № 7. – P. 737–742.
5. Peng Ji-bo, Jiang Hu, Zhang Gong-ting. In-situ analysis of retained austenite transformation in high-performance micro-alloyed TRIP steel // Journal of Iron and Steel Research International. – 2017. – V. 24. – № 3. – P. 313–320.
6. Pan Zhipeng, Liang Steven Y., Garmestani Hamid. Finite element simulation of residual stress in machining of Ti-6Al-4V with a microstructural consideration // Proc. of the Institution of Mechanical Engineers. P. B. Journal of Engineering Manufacture. – 2019. – V. 233. – № 4. – P. 1103–1111.
7. Moraes J.F.C., Jordon J.B., Su X. Effect of process deformation history on mechanical performance of AM60B to AA6082 self-pierce riveted joints // Engineering Fracture Mechanics. – 2019. – V. 209. – P. 92–104.
8. Roxas Cheryl Lyne C., Lejano Bernardo A. An artificial neural network model for the corrosion current density of steel in mortar mixed with seawater // International Journal of Geomate. – 2019. – V. 16. – № 56. – P. 79–84.
9. Mukhametzyanov Z.R., Rubtsov A.V., Valiev A.S. Estimation of influence character of installation loads on degree of corrosive wear of column apparatus // Proc. of the 4th International Conference on Industrial Engineering. ICIE 2018. Lecture Notes in Mechanical Engineering. – Cham: Springer, 2019. – P. 1999–2006.
10. Кульбак С. Теория информации и статистика. – М.: Наука, 1967. – 408 с.
11. Аношкин А.Н., Поспелов А.Б., Якушев Р.М. Особенности деформирования и разрушения комбинированных полимерных труб при низких температурах // Вестник пермского национального исследовательского политехнического университета. Механика. – 2014. – № 2. – С. 5–28.
12. Стеклов А.С., Серебряков А.В., Титов В.Г. Прогнозирование технического состояния судовых электроэнергетических систем // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2016. – № 5. – С. 21–26.
13. Котельников В.В., Рыков А.Н., Козельская С.О. Использование нейронных сетей с глубинным обучением для прогнозирования и оценки уровня критичности дефектов конструкций // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2016. – № 12. – С. 39–45.
14. Benzaoui Abderrahmane, Kocafe Duygu, Bhattacharyay Dipankar. A non-destructive technique for the on-line quality control of green and baked anodes // Metals. – 2017. – V. 7. – № 4. – P. 128–137.
15. Шкель Ю.С., Щипачев А.М. Определение остаточного ресурса металла с использованием нейронных сетей // Нефтегазопереработка-2015: Материалы Международной научно-практической конференции. – Уфа, 2015. – Уфа: ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ», 2015. – С. 260–262.
16. Kulakov P.A., Apparov I.N.Y., Afanasenko V.G. Improvement of mud pump valve // 2018 IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – V. 451. – № 1. – 012201.
17. Богданович А.В. Вероятностная оценка эффективности гравитационного обогащения и математическое планирование экстремальных экспериментов // Обогащение руд. – 2017. – № 4 (370). – С. 22–27.
18. Шабельников С.И. Прогноз мест проявления малоамплитудных тектонических разрывов угольных пластов при проходке горных выработок // Горный журнал. – 2017. – № 12. – С. 21–24.
19. Кучерявый В.И., Мильков С.Н. Вероятностная оценка остаточного ресурса газонефтепровода кольцевых напряжений // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2016. – № 1. – С. 105–110.
20. Кутлубулатов А.А., Кулаков П.А. Прогнозирование эффективности операций по гидроразрыву пласта // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2017. – № 2. – С. 88–102.

21. Окладникова Е.Н., Сугак Е.В. Оценка остаточного ресурса безопасной эксплуатации с учетом случайных факторов // Сибирский журнал науки и технологий. – 2011. – № 2 (35). – С. 132–136.
22. Kulakov P.A., Kutlubulatov A.A., Afanasenko V.G. Forecasting of the hydraulic fracturing efficiency as components of its design optimization // Socar Proceedings Issue. – 2018. – V. 2. – P. 41–48.
23. Bolstad W.M. Introduction to Bayesian Statistics. – New Jersey: Wiley, 2007. – 463 p.

Поступила 02.12.2019 г.

Информация об авторах

Кулаков П.А., кандидат технических наук, доцент кафедры технологических машин и оборудования, руководитель отделения сервисного обслуживания объектов нефтегазовой отрасли Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Рубцов А.В., кандидат технических наук, доцент кафедры технологических машин и оборудования Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Афанасенко В.Г., кандидат технических наук, доцент кафедры технологических машин и оборудования Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Зубкова О.Е., кандидат технических наук, доцент кафедры механики конструирования машин Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Иванова К.К., студент Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Шарипова Р.Р., кандидат технических наук, доцент кафедры механики конструирования машин Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 681

SELECTION OF DETERMINING PARAMETERS OF TECHNICAL CONDITION AFFECTING THE RESIDUAL LIFE OF THE HEAT EXCHANGING EQUIPMENT

Petr A. Kulakov¹,
kulakov.p.a@mail.ru

Aleksey V. Rubtsov¹,
sunset202@mail.ru

Vitalii G. Afanasenko¹,
afanasenko.v.g@yandex.ru

Olga E. Zubkova¹,
zubkovaoe@mail.ru

Kristina K. Ivanova¹,
kristi99.03.26@mail.ru

Regina R. Sharipova¹,
regulya0308@mail.ru

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

The relevance of the research is caused by the necessity to determine the residual resource of the equipment with a sufficient degree of accuracy and in various circumstances. The development of mathematical models for assessing the mechanisms of damage accumulation and the actual state of the equipment will allow predicting the development of changes in the state of the object, considering the established patterns of damage mechanisms, and determining the moment of occurrence of the limit state.

The aim of the research is to propose a method for assessing the residual resource of heat exchangers, considering expert intuitive-logical analysis of the problem with a quantitative assessment of judgments and processing of results.

Objects: heat exchangers, expert conclusions on heat exchangers used in oil refining.

Methods: Kullback–Leibler informative model, showing the degree of informativeness of individual parameters to the degree of discrepancy between the two classes of objects, diagnosing residual resource for the development of corrosion damage, diagnosing residual resource of equipment related to changed parameters of its technical condition.

Results. The paper sets the task to assess the service life of the heat exchanging equipment after diagnosing on the allowed technical parameters depending on the total effect of the parameters of the technical condition of the equipment for oil and gas processing and petrochemistry. 10 technical and technological indicators of heat exchangers were selected, and the evaluation was performed by using such an indicator as the residual service life of heat exchangers. The authors developed a mathematical model, calculated diagnostic coefficients and informativeness of the indicator for each period accepted by the expert. An algorithm for estimating the residual service life of heat exchangers based on the Kullback informativeness measure is proposed. Estimates of the residual resource, out of the constructed model are shown. Conclusions about the rationality of using the proposed algorithm for solving problems of this type are made.

Key words:

Heat exchanger, residual life, forecast, evaluation, expert, Kullback measure.

REFERENCES

1. Ruiz Jose Fran, Rudolph Carsten, Mana Antonio. A security engineering process for systems of systems using security patterns. *IEEE Syst Council. Annual IEEE Systems Conference*. Ontario, 2014. pp. 8–11.
2. Molyneux J. Industrial perspective on the seminar: the viewpoint of a mining expert. *Springer briefs in Applied Sciences and Technology*, 2018, pp. 97–101.
3. Argandona G., Biezma M.V., Berrueta J.M. Detection of secondary phases in UNS S32760 superduplex stainless steel by destructive and non-destructive techniques. *Journal of Materials Engineering and Performance*, 2016, vol. 25, no. 12, pp. 5269–5279.
4. Xu Reng-chong, He Yan-lin, Jiang Hu. Microstructures and mechanical properties of ferrite-based lightweight steel with different compositions. *Journal of Iron and Steel Research International*, 2017, vol. 24, no. 7, P. 737–742.
5. Peng Ji-bo, Jiang Hu, Zhang Gong-ting. In-situ analysis of retained austenite transformation in high-performance micro-alloyed TRIP steel. *Journal of Iron and Steel Research International*, 2017, vol. 24, no. 3, pp. 313–320.
6. Pan Zhipeng, Liang Steven Y., Garmestani Hamid. Finite element simulation of residual stress in machining of Ti-6Al-4V with a microstructural consideration. *Proc. of the Institution of Mechanical Engineers. P. B. Journal of Engineering Manufacture*, 2019, vol. 233, no. 4, pp. 1103–1111.
7. Moraes J.F.C., Jordon J.B., Su X. Effect of process deformation history on mechanical performance of AM60B to AA6082 self-pierce riveted joints. *Engineering Fracture Mechanics*, 2019, vol. 209, pp. 92–104.
8. Roxas Cheryl L.C., Lejano B.A. An artificial neural network model for the corrosion current density of steel in mortar mixed with seawater. *International Journal of Geomate*, 2019, vol. 16, no. 56, pp. 79–84.
9. Mukhametzyanov Z.R., Rubtsov A.V., Valiev A.S. Estimation of influence character of installation loads on degree of corrosive wear of column apparatus. *Proc. of the 4th International Conference on Industrial Engineering. ICIE 2018. Lecture Notes in Mechanical Engineering*. Cham, Springer, 2019. pp. 1999–2006.
10. Kulbak S. *Teoria informatsii i statistiki* [Theory of information and statistics]. Moscow, Nauka Publ., 1967. 408 p.
11. Anoshkin A.N., Pospelov A.B., Yakushev R.M. Features of deformation and destruction of combined polymer pipes at low

- temperatures. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Mechanics*, 2014, no. 2, pp. 5–28. In Rus.
12. Steklov A.S., Serebrakov A.V., Titov V.G. Forecasting the technical condition of the ship electric power systems. *Bulletin of Ivanovo State Energy University*, 2016, no. 5, pp. 21–26. In Rus.
 13. Kotelnikov V.V., Rikov A.N., Kozelskaya S.O. The usage of neural networks with deep learning to predict and evaluate the critical level of structural defects. *Industrial control systems and controllers*, 2016, no. 12, pp. 39–45. In Rus.
 14. Benzaoui Abderrahmane, Kocaefe Duygu, Bhattacharyay Dipankar. A non-destructive technique for the on-line quality control of green and baked anodes. *Metals*, 2017, vol. 7, no. 4, pp. 128–137.
 15. Shkel Yu.S., Shchipachev A.M. Opredelenie ostatnochnogo resursa metalla s ispolzovaniem neyronnykh setey [Determination of the residual metal resource using neural networks]. *Nefte-gazopererabotka-2015. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Oil and Gas Processing-2015. Materials of the International Scientific and Practical Conference]. Ufa, 2015. Ufa, Institute of Petrochemical Processing RB, 2015. pp. 260–262.
 16. Kulakov P.A., Apparov I.H.Y., Afanasenko V.G. Improvement of mud pump valve. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, vol. 451, no. 1, no. 012201.
 17. Bogdanovich A.V. Probabilistic estimation of the efficiency of gravity enrichment and mathematical planning of extreme experiments. *Ore dressing*, 2017, no. 4, pp. 22–27. In Rus.
 18. Shabelnikov S.I. Prediction of low-amplitude tectonic ruptures of coal seams during mining. *Mining journal*, 2017, no. 12, pp. 21–24. In Rus.
 19. Kucheraviy V.I., Milkov S.N. Probabilistic assessment of the residual life of the ring and gas pipeline oil and gas pipeline. *Problems of mechanical engineering and machine reliability*, 2016, no. 1, pp. 105–110. In Rus.
 20. Kutlubulatov A. A., Kulakov P. A. Forecasting the efficiency of operations for hydraulic fracturing. *Proceedings of the Tula state university. Science of earth*, 2017, vol. 2, pp. 88–102.
 21. Okladnikova E. N., Sugak E.V. Assessment of the residual resource of safe operation considering random factors. *Siberian Journal of Science and Technology*, 2011, no. 2, pp. 132–136. In Rus.
 22. Kulakov P.A., Kutlubulatov A.A., Afanasenko V.G. Forecasting of the Hydraulic Fracturing Efficiency as Components of Its Design Optimization. *Socar Proceedings Issue*, 2018, vol. 2, pp. 41–48. In Rus.
 23. Bolstad W.M. *Introduction to Bayesian Statistics*. New Jersey, Wiley, 2007. 463 p.

Received: 2 December 2019.

Information about the authors

Petr A. Kulakov, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Aleksey V. Rubtsov, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Vitalii G. Afanasenko, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Olga E. Zubkova, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Kristina K. Ivanova, student, Ufa State Petroleum Technological University.

Regina R. Sharipova, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

УДК 550.47

ГОДОВЫЕ КОЛЬЦА СОСНЫ ОБЫКНОВЕННОЙ (*PINUS SYLVESTRIS* L.) – ИНДИКАТОР ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ И ХРОНОЛОГИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Миронова Анастасия Сергеевна¹,
asm2@tpu.ru

Рихванов Леонид Петрович¹,
rikhvanov@tpu.ru

Барановская Наталья Владимировна¹,
nata@tpu.ru

Судыко Александр Фёдорович¹,
sudykoAF@yandex.ru

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью поиска или изобретения точного и информативного индикатора для проведения экологического мониторинга окружающей среды.

Цель: изучить особенности накопления 28 химических элементов в годовых кольцах сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) различных территорий.

Объект: годовые кольца сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.).

Методы: отбор кернов сосны обыкновенной; высушивание и разделение проб на временные интервалы, измельчение кернов; определение содержания 28 химических элементов методом количественного инструментального нейтронно-активационного анализа; обработка данных статистическими методами.

Результаты. Определен химический элементный состав образцов годовых колец сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.), отобранных на территориях трех регионов России: Томской области, Кемеровской области и Республики Бурятия. Сравнение химического элементного состава годовых колец деревьев разных регионов помогло увидеть геохимические особенности каждой территории в отдельности. Специфичными для дерева Томской области являются элементы Ba (3 мг/кг), Rb (0,5 мг/кг), Ce (0,02 мг/кг), Cs (0,01 мг/кг) и другие. Для дерева Кемеровской области: Cr (1 мг/кг), Fe (34 мг/кг), As (0,01 мг/кг), Sb (0,002 мг/кг), La (0,01 мг/кг), U (0,004 мг/кг) и другие. Для дерева из Республики Бурятия: Br (1 мг/кг), Sr (7 мг/кг), Ag (0,04 мг/кг), Au (0,001 мг/кг), Th (0,001 мг/кг) и другие. Таким образом, дендрогеохимический метод исследования может быть использован для оценки геохимической обстановки территории по уровню накопления химических элементов в годовых кольцах дерева. Динамики поступления химических элементов в годовые кольца позволяют изучать историю трансформации химического элементного состава окружающей среды. Так, тренды железа и хрома для *Pinus sylvestris* Кемеровской области ярко отражают развитие черной металлургии, а тренды As, Ag, Cs, Sb, U, Sm, Th и Br – развитие угольной промышленности региона. Тренды щелочных металлов Rb, Cs, радиоактивного U и редкоземельных элементов Nd, Sm, Eu показали интенсивность воздействия в разные промежутки времени предприятий ядерно-топливного цикла и других предполагаемых источников на окружающую среду Томского района Томской области. Сделан вывод, что дендрогеохимический мониторинг может быть использован в целях исследования локальных и глобальных изменений окружающей среды и позволяет восстанавливать историю прошлого загрязнения.

Ключевые слова:

Годовые кольца деревьев, сосна обыкновенная, геохимия, дендрогеохимия, инструментальный нейтронно-активационный анализ.

Введение

Годовые кольца деревьев – это уникальный хронологический индикатор изменения состояния окружающей среды. По уровню накопления химических элементов в годовых кольцах дерева можно выявлять особенности геохимической обстановки территории. В настоящий момент на стыке дендрохронологии, дендроклиматологии и геохимии происходит становление нового научного направления – дендрогеохимии – учения о химическом элементном составе годовых колец деревьев.

Интерес к изучению химического элементного состава годовых колец деревьев в научном мире по-

явился во второй половине XX в. (первые работы [1, 2]). На данный момент существует большое количество исследований, связанных с наблюдением изменения тяжелых металлов, микроэлементов и макроэлементов [3–17], стабильных изотопов и радиоглерода в древесных кольцах [18–20].

Проводя дендрогеохимические исследования, необходимо учитывать физиологические особенности дерева [2, 10] и природные факторы среды: почвенный покров, орографию территории, климат. Поглощение тяжелых металлов корневой системой дерева является сложным процессом, который зависит от pH почвы, её окислительно-восстановительного потен-

циала и структуры, содержания в ней органического вещества и металлов [1–20].

Дендрогеохимические исследования постоянно показывают, что деревья чувствительны к антропогенному воздействию. Нарушение физиологических процессов дерева, по мнению многих исследователей [8, 10, 16], зависит от расстояния от источника загрязнения, преобладающих ветров и орографии области.

Объектом настоящего исследования являются годовые кольца представителя хвойных пород деревьев – сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.). Широкое распространение и устойчивость к воздействию неблагоприятных факторов позволяет отнести хвойные виды деревьев к наиболее подходящим в дендрогеохимических исследованиях.

Цели данной работы: изучить особенности накопления 28 химических элементов в годовых кольцах сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) различных территорий произрастания и оценить эффективность годовых колец деревьев как индикатора изменения геохимического состава биосферы.

Задачи: 1) провести отбор проб и подготовить материал для анализа; 2) получить информацию о накоплении химических элементов в годовых кольцах деревьев; 3) выявить элементы-индикаторы, отражающие геохимию территории и историю трансформации окружающей среды.

Материалы и методы

Образцы годовых колец сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) были отобраны с территории трех регионов России: Томской, Кемеровской областей и Республики Бурятия.

Первая точка (рис. 1) находится в Томской области, Томском районе, в 30 км юго-западной города Томска, вблизи поселка 86-й Квартал. Регион характеризуется производствами нефтехимической промышленности, теплоэнергетики и ядерно-топливного

цикла. На территории Томского района угрозу для окружающей среды представляет Сибирский химический комбинат – завод по производству оружейного плутония и обогащенного урана. Со времени начала работы (1953 г.) на комбинате происходили аварии, которые привели к загрязнению окружающей среды радионуклидами [21]. Точка отбора проб – 86-й Квартал – удалена от промышленной зоны района в противоположную сторону от основного направления розы ветров.

Вторая точка (рис. 1) расположена в Кемеровской области, Чебулинском районе, в 50 км южнее города Мариинска. В данном районе в 1984 г. был проведен подземный ядерный взрыв «Кварц-4». Поступления радиоактивных веществ в окружающую среду не отмечалось, однако до настоящего дня сохраняется возможность разгерметизации полости взрыва [22]. Подстилающие породы в районе пробоотбора сложены гранитами Чебулинского комплекса позднепалеозойского возраста. По данным [23], породы обладают повышенной радиоактивностью и редкометальной специализацией, что находит отражение в химическом элементном составе некоторых природных сред. Для региона наблюдаются высокие содержания в природных компонентах серебра, мышьяка, брома и цезия, что может быть последствием влияния горнодобывающих и перерабатывающих предприятий Кемеровской области [23].

Третья территория (рис. 1) исследования расположена на Баргузино-Чевыркуйском перешейке озера Байкал, Республики Бурятия, на территории Забайкальского национального парка. Для участка пробоотбора характерно проявление активных геологических и рудообразующих процессов Байкальской рифтовой зоны. Кроме того, территория находится в пределах геохимической аномалии, обусловленной ее расположением в пределах Ангаро-Витимского гранитоидного батолита с выраженной радиогеохимической спецификой по Th и U [24].

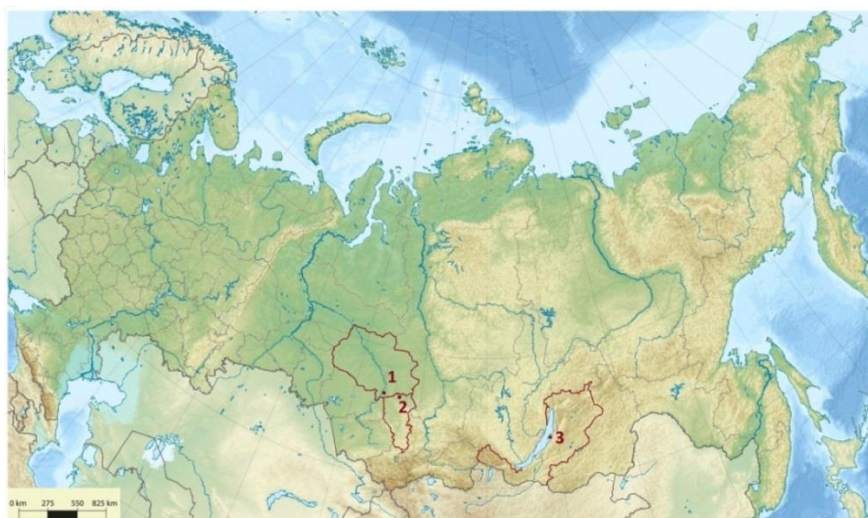


Рис. 1. Схема размещения отобранных для исследования проб сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.). Цифрами выделены места отбора проб в регионах: 1 – Томская область; 2 – Кемеровская область; 3 – Республика Бурятия

Fig. 1. Scheme of location of samples selected for the study of *Pinus Sylvestris*. The figures highlight the sampling sites in the regions: 1 – Tomsk region; 2 – Kemerovo region; 3 – Republic of Buryatia



Рис. 2. Фотография возрастного керна сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) из Республики Бурятия (справа – кора; слева – сердцевина)

Fig. 2. Photo of *Pinus Sylvestris* age core sample from Republic of Buryatia (on the right – the bark; on the left – the heart of the tree)

Образцы древесины с живых деревьев были взяты с помощью возрастного бура (пример одного образца представлен на рис. 2), согласно методикам отбора и подготовки образцов древесины [25]. С каждой территории отбиралось по одному образцу. Диаметр высверленных кернов древесины 4–5 мм, длина 10–50 см. Кernels отбирали на высоте 1,0–1,3 м от поверхности земли. Транспортировали собранные образцы древесины в специальном контейнере-губусе, что исключало возможность их поломки. Образцы высушивались в сухом помещении до воздушно-сухого состояния. Для отчетливой видимости границ колец и клетчатка поверхности образца древесины была зачищена специальной бумагой. Зная точное календарное время взятия образца, методом обратного отсчета (в направлении от периферии ствола к его центру) определялись календарные даты образования остальных колец.

Учитывая достаточно тонкие годовые кольца, не позволяющие однозначно интерпретировать их возраст и химический состав элементов отдельного годового кольца [2, 11, 14], керна были разделены на сегменты – группы годовых колец. Образец с территории Кемеровской области был разделен на временные интервалы (годы): 1930–1944, 1945–1948, 1949–1955, 1956–1962, 1963–1969, 1970–1979, 1980–1989, 1990–1999, 2000–2008, 2009–2012; Томской области: 1890–1899, 1900–1944, 1945–1948, 1949–1955, 1956–1962, 1963–1969, 1970–1979, 1980–1989, 1990–1999, 2000–2008, 2009–2012; и Республики Бурятия: 1780–1899, 1900–1944, 1945–1962, 1963–1979, 1980–2012.

Годичные кольца были проанализированы в аккредитованной (аттестат № РОСС RU.0001.511901) ядерно-геохимической лаборатории методом ИНАА на исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т Национального исследовательского Томского политехнического университета по аттестованным методикам (НСАМ ВИМС № 410-ЯФ). В пробах были определены Na, Ca, Sc, Cr, Fe, Co, Zn, As, Br, Rb, Sr, Ag, Sb, Cs, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu, Hf, Ta, Au, Th, U (28 химических элементов). Результаты были обработаны статистическими методами с помощью пакета прикладных статистических программ.

Результаты и обсуждение

Сравнительная характеристика элементного состава сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) различных регионов (мг/кг, сухое вещество) представлена в табл. 1.

На рис. 3 представлена диаграмма средних содержаний 28 химических элементов в соснах различных территорий произрастания.

Анализ диаграммы средних содержаний химических элементов в соснах различных территорий про-

израстания показывает, что указанные регионы имеют свои геохимические особенности.

Сосна из Томской области относительно других деревьев характеризуется наибольшим содержанием рубидия (0,5 мг/кг), цезия (0,01 мг/кг), бария (3 мг/кг), церия (0,02 мг/кг), неодима (0,01 мг/кг), европия (0,003 мг/кг) и тантала (0,001 мг/кг).

В сосне из Кемеровской области отчетливо наблюдается обогащение древесины относительно деревьев других регионов хромом (1 мг/кг), железом (34 мг/кг), мышьяком (0,01 мг/кг), сурьмой (0,002 мг/кг), лантаном (0,01 мг/кг), самарием (0,0002 мг/кг), лютецием (0,0002 мг/кг) и ураном (0,004 мг/кг).

Древесина сосны Республики Бурятия отличается высокими содержаниями брома (1 мг/кг), стронция (7 мг/кг), серебра (0,04 мг/кг), тербия (0,001 мг/кг), иттербия (0,0004 мг/кг), гафния (0,0005 мг/кг), золота (0,001 мг/кг) и тория (0,001 мг/кг).

Сравнительный анализ помогает увидеть и определить геохимическую специфику территории произрастания дерева. Согласно классификации В.М. Гольдшмидта [26], для территории Кемеровской области характерна золото-уран-металлоидная ассоциация элементов. Таким образом, мышьяк и уран в древесных кольцах, можем предположить, имеют природный источник поступления, связанный с геохимией территории. Для Томского региона характерна редкометалльно-редкоземельная ассоциация элементов. Таким образом, мышьяк и уран в древесных кольцах, можем предположить, имеют природный источник поступления, связанный с геохимией территории. Для Томского региона характерна редкометалльно-редкоземельная ассоциация элементов. Избыточное концентрирование в них редких щелочей и некоторых лантаноидов (Ce, Nd и Eu), скорее всего, имеет техногенное происхождение. Геохимическая ассоциация, выявляемая на юго-западном побережье Байкала, достаточно неоднородная. Высокое содержание Sr, Tb, Yb, Hf, Th в годовых кольцах сосны Республики Бурятия, вероятнее всего, является отражением геохимических особенностей гранитоидов территории, а повышенные концентрации Br, Ag, Au связаны с «дыханием» Байкальской рифтовой зоны.

В табл. 2 химические элементы разделены на группы в зависимости от их среднего содержания в дереве.

Для вида *Pinus sylvestris* L. отмечаются химические элементы, которые вне зависимости от территории произрастания дерева имеют приблизительно одинаковые уровни накопления: кальций, железо, натрий, цинк, стронций, барий (>1 мг/кг); рубидий, кобальт (0,1–1 мг/кг); серебро, церий (<0,1–0,01 мг/кг); сурьма, европий, тантал (<0,01–0,001 мг/кг); скандий, иттербий, лютеций, самарий (<0,001 мг/кг). Преобладание по своему содержанию в древесине Ca, Fe, Na, Zn, Sr и Ba можно объяснить высокой значимостью данных химических элементов для растений вида *Pinus sylvestris* L.

Таблица 1. Среднее содержание химических элементов в соснах (*Pinus sylvestris* L.) различных территорий произрастания

Table 1. Average content of chemical elements in pines (*Pinus sylvestris* L.) of different growing areas

Химические элементы, мг/кг Chemical elements, mg/kg	Томская обл, среднее ± стандартная ошибка/min–max (11 проб) Tomsk region, mean ± standard error/min–max (11 samples)	Кемеровская обл, среднее ± стандартная ошибка/min–max (10 проб) Kemerovo region, mean ± standard error/min–max (10 samples)	Республика Бурятия, среднее ± стандартная ошибка/min–max (5 проб) Republic of Buryatia, mean ± standard error/min–max (5 samples)
I	3	2	4
Na	$\frac{6 \pm 1}{4 - 9}$	$\frac{15 \pm 1}{9 - 23}$	$\frac{11 \pm 3}{2 - 16}$
Ca	$\frac{894 \pm 71}{607 - 1249}$	$\frac{651 \pm 33}{459 - 824}$	$\frac{484 \pm 25}{391 - 542}$
Sc	$\frac{0,0004 \pm 0,0001}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,0004 \pm 0,00003}{0,0002 - 0,002}$	$\frac{0,0004 \pm 0,00003}{0,0003 - 0,0005}$
Cr	$\frac{0,3 \pm 0,06}{0,03 - 1}$	$\frac{1 \pm 0,1}{0,3 - 1}$	$\frac{0,3 \pm 0,1}{0,2 - 1}$
Fe	$\frac{7 \pm 2}{0,1 - 19}$	$\frac{34 \pm 6}{14 - 60}$	$\frac{7 \pm 2}{1 - 13}$
Co	$\frac{0,1 \pm 0,01}{0,04 - 0,1}$	$\frac{0,1 \pm 0,02}{0,04 - 0,1}$	$\frac{0,1 \pm 0,003}{0,1 - 0,1}$
Zn	$\frac{8 \pm 1}{5 - 11}$	$\frac{8 \pm 0,2}{6 - 9}$	$\frac{8 \pm 1}{6 - 9}$
As	$\frac{0,001 \pm 0,0003}{0,0004 - 0,003}$	$\frac{0,01 \pm 0,003}{0,0004 - 0,02}$	$\frac{0,0004 \pm 0}{0,0004 - 0,0004}$
Br	$\frac{0,2 \pm 0,03}{0,1 - 0,4}$	$\frac{0,3 \pm 0,04}{0,1 - 0,5}$	$\frac{1 \pm 0,01}{1 - 1}$
Rb	$\frac{0,5 \pm 0,1}{0,1 - 1}$	$\frac{0,3 \pm 0,04}{0,1 - 1}$	$\frac{0,3 \pm 0,04}{0,2 - 0,4}$
Sr	$\frac{3 \pm 1}{0,3 - 7}$	$\frac{3 \pm 0,3}{0,3 - 4}$	$\frac{7 \pm 0,3}{6 - 8}$
Ag	$\frac{0,02 \pm 0,01}{0,001 - 0,1}$	$\frac{0,03 \pm 0,004}{0,01 - 0,1}$	$\frac{0,04 \pm 0,01}{0,001 - 0,1}$
Sb	$\frac{0,002 \pm 0,0004}{0,0003 - 0,003}$	$\frac{0,002 \pm 0,001}{0,001 - 0,01}$	$\frac{0,002 \pm 0,0004}{0,001 - 0,003}$
Cs	$\frac{0,01 \pm 0,002}{0,002 - 0,01}$	$\frac{0,01 \pm 0,001}{0,002 - 0,01}$	$\frac{0,004 \pm 0,001}{0,001 - 0,01}$
Ba	$\frac{3 \pm 0,3}{1 - 4}$	$\frac{2 \pm 0,2}{1 - 3}$	$\frac{2 \pm 0,1}{1 - 2}$
La	$\frac{0,003 \pm 0,0002}{0,001 - 0,004}$	$\frac{0,01 \pm 0,001}{0,002 - 0,01}$	$\frac{0,003 \pm 0,001}{0,001 - 0,004}$
Ce	$\frac{0,02 \pm 0,004}{0,002 - 0,04}$	$\frac{0,01 \pm 0,003}{0,01 - 0,03}$	$\frac{0,01 \pm 0,001}{0,005 - 0,01}$
Nd	$\frac{0,01 \pm 0,002}{0,003 - 0,02}$	$\frac{0,004 \pm 0,0005}{0,003 - 0,01}$	$\frac{0,005 \pm 0,002}{0,003 - 0,01}$
Sm	$\frac{0,0002 \pm 0,00004}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,0002 \pm 0,0001}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,0002 \pm 0,0001}{0,0001 - 0,001}$
Eu	$\frac{0,003 \pm 0,001}{0,001 - 0,01}$	$\frac{0,002 \pm 0,0003}{0,001 - 0,004}$	$\frac{0,001 \pm 0,0003}{0,0003 - 0,002}$
Tb	$\frac{0,0004 \pm 0,0002}{0,00004 - 0,001}$	$\frac{0,0001 \pm 0,00002}{0,00004 - 0,0002}$	$\frac{0,001 \pm 0,0002}{0,00004 - 0,001}$
Yb	$\frac{0,0003 \pm 0,0001}{0,00003 - 0,001}$	$\frac{0,0001 \pm 0,00002}{0,00003 - 0,0002}$	$\frac{0,0004 \pm 0,0002}{0,00003 - 0,001}$
Lu	$\frac{0,0002 \pm 0,0001}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,0002 \pm 0,00003}{0,0001 - 0,0004}$	$\frac{0,0001 \pm 0,00005}{0,00003 - 0,0002}$
Hf	$\frac{0,0001 \pm 0,00004}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,0001 \pm 0,00003}{0,00003 - 0,0003}$	$\frac{0,0005 \pm 0,0004}{0,00003 - 0,002}$
Ta	$\frac{0,001 \pm 0,0002}{0,0001 - 0,002}$	$\frac{0,001 \pm 0,0002}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,0003 \pm 0,0002}{0,0001 - 0,001}$
Au	$\frac{0,0004 \pm 0,0001}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,0003 \pm 0,0001}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,001 \pm 0,0002}{0,0005 - 0,002}$
Th	$\frac{0,0005 \pm 0,0002}{0,0001 - 0,002}$	$\frac{0,0003 \pm 0,0001}{0,0001 - 0,001}$	$\frac{0,001 \pm 0,0001}{0,0001 - 0,001}$
U	$\frac{0,002 \pm 0,001}{0,0002 - 0,01}$	$\frac{0,004 \pm 0,001}{0,0002 - 0,01}$	$\frac{0,003 \pm 0,0004}{0,003 - 0,005}$

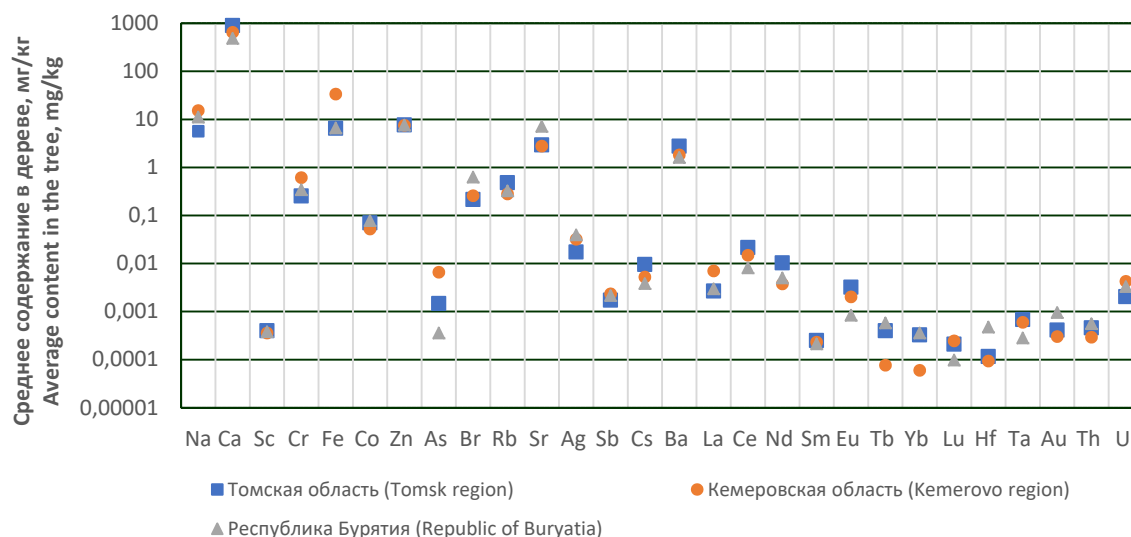


Рис. 3. Средние содержания химических элементов в сосне обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.)

Fig. 3. Average content of chemical elements in Scots pine (*Pinus sylvestris* L.)

Таблица 2. Группы химических элементов по диапазонам средних содержаний в соснах (*Pinus sylvestris* L.) различных территорий произрастания

Table 2. Groups of chemical elements in the ranges of mean contents in pines (*Pinus sylvestris* L.) of different areas of growth

Место отбора образца Sampling location	Диапазон средних содержаний химических элементов в дереве (мг/кг) Range of average contents of chemical elements in the tree (mg/kg)				
	>1	0,1–1	<0,1–0,01	<0,01–0,001	<0,001
Томская область Tomsk region	Ca, Zn, Fe, Na, Sr, Ba	Rb, Cr, Br, Co, Nd	Ag, Ce, Cs	As, Eu, La, U, Sb, Ta, Tb	Au, Hf, Th, Sc, Yb, Sm, Lu
Кемеровская область Kemerovo region	Ca, Fe, Na, Zn, Sr, Ba, Cr	Rb, Br, Co	As, Ag, Ce, U, La, Cs	Sb, Nd, Eu, Ta, Th	Sc, Tb, Au, Yb, Lu, Sm, Hf
Республика Бурятия Republic of Buryatia	Ca, Na, Zn, Sr, Fe, Ba, Br	Cr, Rb, Co	Ag, Nd, Ce, As	Tb, Cs, U, La, Sb, Eu, Au, Ta, Hf, Th	Sc, Yb, Sm, Lu

Уровни накопления Cr, Br, As, U, La, Cs, Nd, Th, Tb, Au и Hf неодинаковы для деревьев вида *Pinus sylvestris* L. различных регионов. Можем предположить, что данные химические элементы будут являться индикаторами, отражающими специфику (природного или антропогенного характера) территории произрастания дерева.

Отмечается, что группы элементов: Ca-Sr-Ba; Fe-Cr и Co-Zn, имеют приблизительно одинаковые динамики накопления в древесных кольцах, вне зависимости от территории произрастания дерева (рис. 4–7). Это, скорее всего, обусловлено участием данных химических элементов в схожих физиологических процессах, а также может указывать на единую природу: общий источник, форму и путь поступления элементов в организм дерева.

Кальций, стронций и барий выполняют функцию цементирования клеточных стенок, участвуют в ионном обмене клеток [27]. Железо и хром необходимы для производства хлорофилла, участвуют в процессе роста растения [27]. Цинк отвечает за метаболизм, фотосинтез и дыхание. Кобальт участвует в процессе фотосинтеза [27].

При интерпретации дендрогеохимической информации необходимо учитывать свойства каждого химического элемента, особенно их химическую актив-

ность, которая может отразиться на правильности оценки динамики накопления химического элемента в годовых кольцах дерева. Предполагается, что элементы с высокой химической активностью: щелочные и щелочноземельные металлы (Na, Ca, Sr, Ba) находятся в годовых кольцах дерева в виде ионов и не могут быть стабильны [5, 6, 28]. В свою очередь, Fe и Zn образуют прочные комплексы с аминокислотами в ксилеме дерева внутри одного кольца прироста и им не свойственна миграция в соседние годовые кольца [28].

Если принять одинаковые динамики накопления вышеуказанных химических элементов за закономерность, то отклонения в динамиках можно рассматривать как сбой, вызванный изменениями антропогенного или природного фактора.

Хром и железо – это элементы-индикаторы промышленных производств черной металлургии, машиностроения и металлообработки [29]. В годовых кольцах дерева Томской области с 1945 по 1980 гг. мы можем увидеть отклонения в синхронности накопления этих элементов (рис. 4). Известно, что в данный период времени вблизи поселка 86-й Квартал прокладывалась, эксплуатировалась для вывозки леса, а после демонтировалась узкоколейная железная дорога. Возможно, рассеяние химических элементов в

результате такой деятельности повлияло на сбой в динамиках. Для дерева Кемеровской области также отмечается сбой в динамиках Fe-Cr в 1956–1962 гг., что, возможно, связано с активной добычей и переработкой железной руды в Таштагольском районе области и дальним переносом-рассеиванием железа по территории региона.

На рис. 5 в динамиках для дерева Томской области проявляется отклонение цинка в 2000–2012 гг. Цинк – элемент-индикатор животноводческой сельскохозяйственной промышленности [29], интенсивное разви-

тие которой в этот период в Томском районе могло отразиться на динамике накопления элемента.

Нами было отмечено почти идентичное повторение трендов кобальта и цинка бромом (рис. 5) для дерева Томской области. Бром также имеет схожую динамику с кобальтом и цинком для дерева Кемеровской области с выраженными пиками в периоды 1963–1969 гг., 1980–1989 гг. Причиной может являться сжигание местными жителями или небольшими предприятиями каменного угля Кузнецкого бассейна, который, как отмечено в работе [23], обогащен бромом.

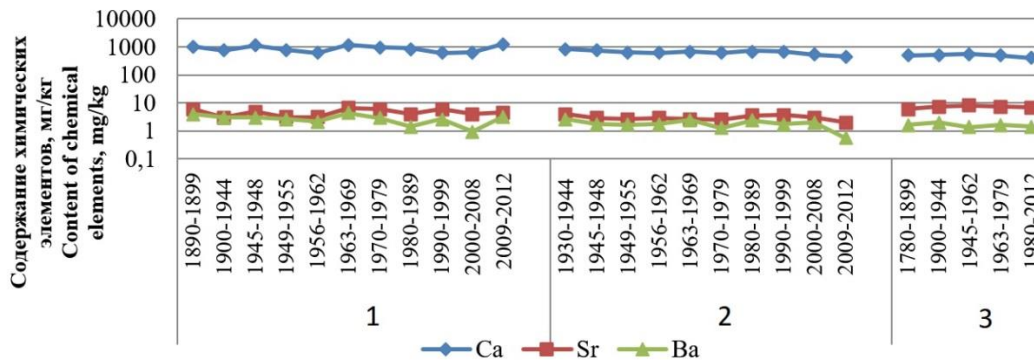


Рис. 4. Диаграммы накопления Ca, Sr, Ba в годовых кольцах сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) разных регионов России: 1 – Томская область, 2 – Кемеровская область, 3 – Республика Бурятия

Fig. 4. Diagrams of Ca, Sr, Ba accumulation in annual rings of Scots pine (*Pinus sylvestris* L.) in different regions of Russia: 1 – Tomsk region, 2 – Kemerovo region, 3 – Republic of Buryatia

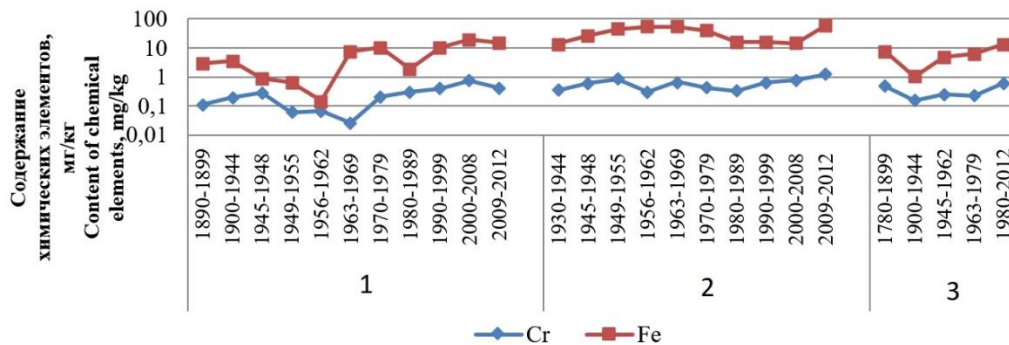


Рис. 5. Диаграммы накопления Cr и Fe в годовых кольцах сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) разных регионов России: 1 – Томская область, 2 – Кемеровская область, 3 – Республика Бурятия

Fig. 5. Diagrams of Cr and Fe accumulation in annual rings of Scots pine (*Pinus sylvestris* L.) in different regions of Russia: 1 – Tomsk region, 2 – Kemerovo region, 3 – Republic of Buryatia

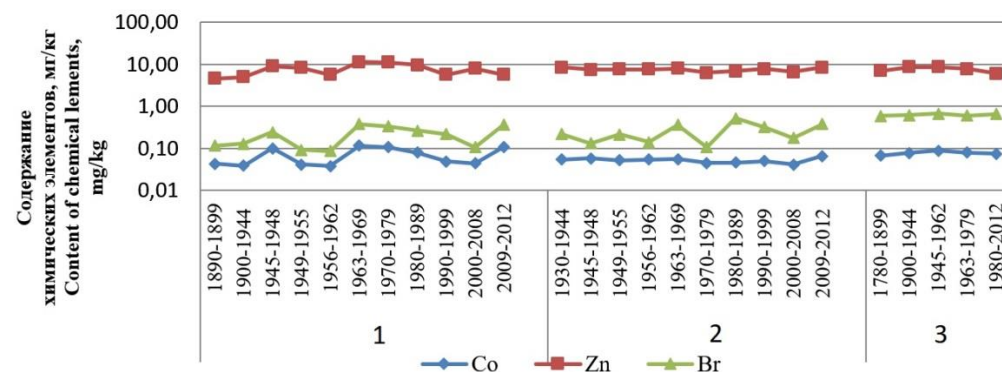


Рис. 6. Диаграммы накопления Co, Zn и Br в годовых кольцах сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) разных регионов России: 1 – Томская область, 2 – Кемеровская область, 3 – Республика Бурятия

Fig. 6. Diagrams of Co, Zn, Br accumulation in annual rings of Scots pine (*Pinus sylvestris* L.) in different regions of Russia: 1 – Tomsk region, 2 – Kemerovo region, 3 – Republic of Buryatia

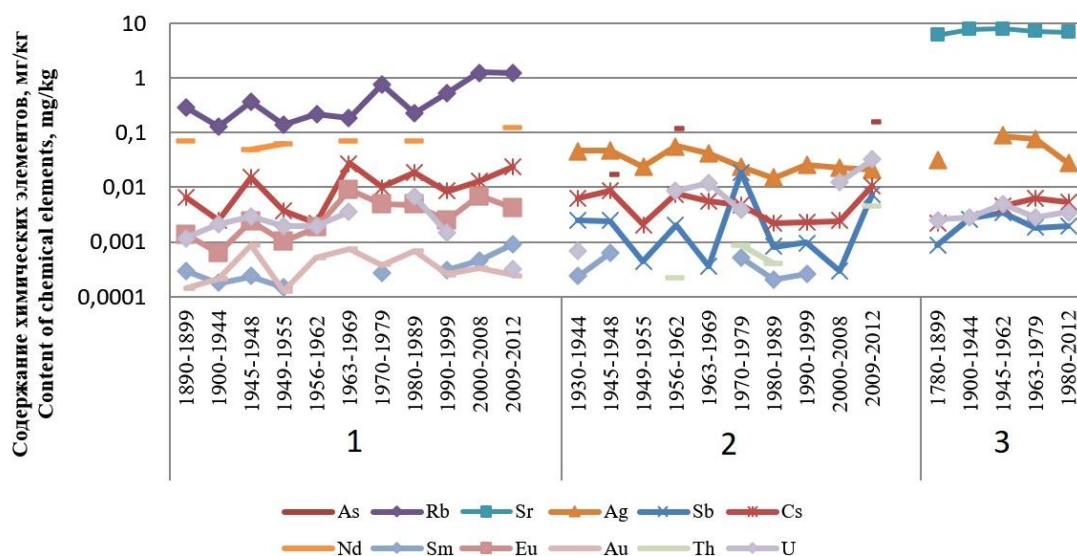


Рис. 7. Диаграммы накопления химических элементов в годовых кольцах сосны обыкновенной (*Pinus sylvestris* L.) разных регионов России: 1-Томская область, 2-Кемеровская область, 3-Республика Бурятия

Fig. 7. Diagrams of accumulation of chemical elements in annual rings of Scots pine (*Pinus sylvestris* L.) of different regions of Russia: 1 – Tomsk region, 2 – Kemerovo region, 3 – Republic of Buryatia

Интерпретация динамик химических элементов – непростой процесс. Приходится рассматривать каждый химический элемент в отдельности, пытаюсь найти группы элементов с одинаковыми динамиками или хотя бы с одинаковыми пиками их трендов. На рис. 5 элементы годовых колец сосны Томской области Rb, Nd, Cs, U, Eu, Au, Sm имеют некоторые совпадения трендов. Все динамики имеют высокие пики в 1945–1948 гг., в 1963–1969 гг. (кроме рубидия), в 1980–1989 гг. – только U, Cs, Nd, Eu и Au, в 2000–2012 гг. – только Rb, Nd, Cs и Sm. Источниками, повлиявшими на активное накопление отмеченных химических элементов в названные отрезки времени, могли быть предприятия ядерно-топливного цикла Томского района, Новосибирский завод редких металлов, ядерные испытания СССР.

Элементы As, Ag, Cs, Sb, U, Sm, Th содержатся в золе каменных углей Кемеровской области. На рис. 5 для сосны данного региона показаны треки накопления этих элементов. Пики максимального поступления в окружающую среду и высокого накопления в древесине дерева цезия, самария, сурьмы и серебра приходятся на 1945–1948 и на 1956–1962 гг. Высокие пики сурьмы, урана, тория и самария отмечаются в 1970–1979 гг. Также высокий пик мышьяка, урана, цезия, сурьмы и тория приходится на 2009–2012 гг.

В годовых кольцах сосны Республики Бурятия (рис. 6) отмечается высокое накопление стронция, серебра, цезия, урана и сурьмы в 1945–1962 гг., что также может быть следствием выпадения радиоактивных осадков в дальних районах от проводившихся во времена СССР ядерных испытаний и [30].

Заключение

Сравнение химического элементного состава годовых колец деревьев разных регионов помогло уви-

деть геохимические особенности каждой территории в отдельности. Специфичными для дерева Томской области были выявлены следующие элементы: Rb, Cs, Ba, Ce, Nd, Eu и Ta. Для дерева Кемеровской области: Cr, Fe, As, Sb, La, Sm, Lu и U. Для дерева Республики Бурятия: Br, Sr, Ag, Tb, Yb, Hf, Au и Th. Таким образом, дендрогеохимический метод исследования может быть использован для оценки геохимической обстановки территории по уровню накопления химических элементов в годовых кольцах дерева.

Динамики поступления химических элементов в годовые кольца позволяют изучать историю трансформации химического элементного состава окружающей среды. Так, тренды железа и хрома для сосны Кемеровской области ярко отражают развитие черной металлургии, а тренды As, Ag, Cs, Sb, U, Sm, Th и Br – развитие угольной промышленности региона. Тренды щелочных металлов Rb, Cs, радиоактивного U и редкоземельных элементов Nd, Sm, Eu показали интенсивность воздействия в разные промежутки времени предприятий ядерно-топливного цикла и других предполагаемых источников на окружающую среду Томского района Томской области.

На изменчивость химического элементного состава годовых колец дерева влияют следующие факторы:

1. Место отбора проб с природными и техногенными геохимическими особенностями, оказывающими влияние на изменение химического состава годичных колец.
2. Физиологические процессы растения, проявляющиеся как в количественной характеристике содержания элементов, так и в виде тенденций содержания определенных химических элементов в годовых кольцах дерева (кальций–стронций–барий; хром–железо; кобальт–цинк).

Таким образом, дендрогеохимический метод может быть использован в экологическом мониторинге в целях исследования локальных и глобальных изменений окружающей среды. Уникальность метода заключается в воз-

можности восстановления истории прошлого загрязнения. Однако для установления химических элементов-индикаторов техногенного воздействия необходимы дальнейшие научные исследования и эксперименты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ault W.U. Senechal R.G., Erlebach W.E. Isotopic composition as a natural tracer of lead in the environment // *Environmental Science & Technology*. – 1970. – № 4. – P. 305–313.
2. Tout R.E., Gilboy W.B., Spyrou N.M. Neutron activation studies of trace elements in tree rings // *Journal of Radioanalytical Chemistry*. – 1977. – № 37. – P. 705–715.
3. Дендрогеохимические особенности ископаемой лиственницы (урочище Пазырык) и современных лиственниц Горного Алтая / Л.П. Рихванов, Ю.В. Робертус, А.С. Миронова, Ф.Б. Бакшт, А.Ф. Судыко // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 6. – С. 108–119.
4. Дендрогеохимическая индикация трансграничных переносов экотоксикантов на территорию Алтая / Ю.В. Робертус, Л.П. Рихванов, Р.В. Любимов // *Известия Томского политехнического университета*. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 173–177.
5. Методология получения 600-летней многоэлементной летописи на основе годичных колец лиственницы с полуострова Таймыр, Россия / А.М. Грачев, Е.А. Ваганов, С.У. Левитт, И.П. Панюшкина, Е.П. Чебыкин, В.В. Шишов, Н.А. Жученко, А.А. Кнорре, М.К. Хьюз, М.М. Наурзбаев // *Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Биология*. – 2013. – Т. 6. – № 1. – С. 61–72.
6. Динамика содержания зольных элементов в годичных слоях старовозрастных сосен, произрастающих в пойменных биотопах / Ю.П. Демаков, С.М. Швецов, В.И. Таланцев, К.К. Калинин // *Вестник МагГТУ*. – 2011. – № 3. – С. 25–35.
7. Hristovski S., Melovski L. Radial patterns of 13 elements in the tree rings of beech trees from Mavrovo national park, FYROM // *Arch. Biol. Sci.* – 2010. – V. 62 (2). – P. 351–361.
8. Nowak D.J., Crane D.E., Stevens J.C. Air pollution removal by urban trees and shrubs in the United States // *Urban Forestry and Urban Greening*. – 2006. – № 4. – P. 115–123.
9. Yigit N. Determination of heavy metal accumulation in air through annual rings: the case of *Malus floribunda* species // *Applied ecology and environmental research*. – 2019. – V. 17 (2). – P. 2755–2764.
10. Arsenic in tree rings at a highly contaminated site / Z. Cheng, B.M. Buckley, B. Katz, W. Wright, R. Bailey, K.T. Smith // *Science of the Total Environment*. – 2007. – № 376. – P. 324–334.
11. Kiss T., Fekete I., Tápai I. Environmental status of a city based on heavy metal content of the tree-rings of urban trees: case study at Szeged, Hungary // *Journal of Environmental Geography*. – 2019. – V. 12 (1–2). – P. 13–22.
12. Elements content in tree rings from Xi'an, China and environmental variations in the past 30 years / Y. Liu, W. Ta, P. Cherubini, R. Liu, Y. Wang, C. Sun // *Science of the Total Environment*. – 2018. – V. 619–620. – P. 120–126.
13. Geraldo S.M., Canteras F.B., Moreira S. Biomonitoring of environmental pollution using growth tree rings of *Tipuana tipu*: quantification by synchrotron radiation total reflection X-ray fluorescence // *Radiation Physics and Chemistry*. – 2014. – V. 95. – P. 346–348.
14. Monitoring of the environmental pollution by trace element analysis in tree-rings using synchrotron radiation total reflection X-ray fluorescence / A.E.S. Vives, S. Moreira, S.M.B. Brienza, J.G.S. Medeiros // *Spectrochimica Acta*. – 2006. – № 61. – P. 1170–1174.
15. Dynamic response of tree growth to changing environmental pollution / R. Juknys, A. Augustaitis, J. Vencloviene, A. Kliučius // *European Journal Forest*. – 2014. – № 133. – P. 713–724.
16. Variations of tree ring width and chemical composition of wood of pine growing in the area nearby chemical factories / B. Sensuła, S. Wilczyński, L. Monin, M. Allan, A. Pazdur, N. Fagel // *Geochronometria*. – 2017. – № 44. – P. 226–239.
17. Oak tree-rings record spatial-temporal pollution trends from different sources in Terni (Central Italy) / A. Perone, C. Cocozza, P. Cherubini, O. Bachmann, M. Guillon // *Environmental Pollution*. – 2018. – V. 233. – P. 278–289.
18. Рихванов Л.П., Архангельская Т.А., Замятина Ю.Л. Дендрорадиография как метод ретроспективной оценки радиологической ситуации. – Томск: Дельтаплан, 2015 – 148 с.
19. Drouet T., Herbauts J., Demaiffe D. Long-term records of strontium isotopic composition in tree rings suggest changes in forest calcium sources in the early 20th century // *Global Change Biology*. – 2005. – № 11. – P. 1926–1940.
20. Carbon isotope composition of atmospheric carbon dioxide in Southern Poland: imprint of anthropogenic CO₂ emissions in regional biosphere / A. Pazdur, T. Kuc, S. Pawełczyk, N. Piotrowska, B.M. Sensuła, K. Różański // *Radiocarbon*. – 2013. – V. 55 (2–3). – P. 848–864.
21. Черненко Е.В., Рихванов Л.П., Барановская Н.В. Плутоний в некоторых типах травянистой и кустарничковой растительности юга Западной Сибири // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2 (Ч. 5). – С. 984–991.
22. Новиков С.А. Мирные ядерные взрывы // *Соросовский образовательный журнал*. – 1999. – № 11. – С. 82–89.
23. Большунова, Т.С., Рихванов Л.П., Барановская Н.В. Элементный состав лишайников как индикатор загрязнения атмосферы // *Экология и промышленность России*. – 2014. – № 11. – С. 26–31.
24. Мясников А.А. Современное формирование урановой осадочно-инфильтрационной (гидрогенной) минерализации Баргузино-Чивыркуйского перешейка на озере Байкал // *Минералогия и геохимия ландшафта горноурдных территорий. Современное минералообразование: Труды II Всероссийского симпозиума с международным участием и VIII Всероссийских чтений памяти академика А.Е. Ферсмана*. – Чита, 2008. – С. 93–96.
25. Методы дендрохронологии. Ч. I. Основы дендрохронологии. Сбор и получение древесно-кольцевой информации / С.Г. Шиятов, Е.А. Ваганов, А.В. Кирдянов, В.Б. Круглов, В.С. Мазепа. – Красноярск: КрасГУ, 2000. – 80 с.
26. Ковальский В.В. Геохимическая экология. – М.: Наука, 1974. – 302 с.
27. Кабата-Пендиас А., Пендиас Х. Микроэлементы в почвах и растениях. – М.: Мир, 1989. – 439 с.
28. Study of seasonal variations of trace-element concentrations within tree rings by thick-target PIXE analyses / L. Harju, J.-O. Lill, K.-E. Saarela, S.-J. Heselius, F.J. Hemberg, A. Lindroos // *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research*. – 1996. – V. 109–110. – P. 536–541.
29. Оценка ущерба окружающей среде от загрязнения токсичными металлами / А.А. Головин, И.А. Морозова, Н.Г. Гуляева, Н.Я. Трефилова. – М.: ИМГРЭ, 2000. – 134 с.
30. Распределение радиоактивных элементов в окружающей среде Прибайкалья (Сообщение 1, Уран) / В.И. Гребенщикова, Н.А. Китаев, Э.Е. Лустенберг, В.И. Медведев, И.С. Ломоносов // *Сибирский экологический журнал*. – 2009. – № 1. – С. 17–28.

Поступила 03.04.2019 г.

Информация об авторах

Миронова А.С., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Рихванов Л.П., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Барановская Н.В., доктор биологических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Судыко А.Ф., старший научный сотрудник ядерно-геохимической лаборатории Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.47

ANNUAL RINGS OF SCOTS PINE (*PINUS SYLVESTRIS* L.) IS THE INDICATOR OF GEOCHEMICAL CONDITIONS AND CHRONOLOGICAL CHANGES IN CHEMICAL ELEMENTAL COMPOSITION OF THE ENVIRONMENT

Anastasia S. Mironova¹,
asm2@tpu.ru

Leonid P. Rikhvanov¹,
rikhvanov@tpu.ru

Natalia V. Baranovskaya¹,
nata@tpu.ru

Alexander F. Sudyko¹,
sudykoAF@yandex.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research consists in the need to search for invention of accurate and informative indicator for ecological monitoring.

The aim of the research is to study the features of chemical elements accumulation in annual rings of pine (*Pinus sylvestris* L.) of different areas of growth; evaluate the information content and accuracy of the annual rings of trees as an indicator of the environment state.

Object: annual rings of Scots pine (*Pinus sylvestris* L.).

Methods: selection of ordinary pine cores; natural drying, separation of samples into time intervals, grinding of cores; quantitative instrumental neutron-activation method of analysis (28 chemical elements) for all samples; processing and analysis of empirical data by statistical methods.

Results. Chemical elemental composition of annual rings of Scots pine (*Pinus sylvestris* L.) was determined. The samples were selected in three regions of Russia: Tomsk region, Kemerovo region and the Republic of Buryatia. Comparison of chemical elemental composition of annual tree rings of different regions helped to see geochemical features of each territory separately. Specific elements for the Tomsk region tree were: Rb (0,5 mg/kg), Cs (0,01 mg/kg), Ba (3 mg/kg), Ce (0,02 mg/kg) and other. For wood of Kemerovo region: Fe (34 mg/kg), Cr (1 mg/kg), Sb (0,002 mg/kg), As (0,01 mg/kg), La (0,01 mg/kg), U (0,004 mg/kg) and other. For wood from the Republic of Buryatia: Br (1 mg/kg), Sr (7 mg/kg), Ag (0,04 mg/kg), Au (0,001 mg/kg), Th (0,001 mg/kg) and other. Thus, the dendrogeochemical method of research can be used to assess the geochemical situation of the territory by the level of accumulation of chemical elements in the annual rings of the tree. The dynamics of chemical elements entering the annual rings allow us to study the history of transformation of chemical elemental composition of the environment. Thus, iron and chromium trends for *Pinus sylvestris* of Kemerovo region reflect the development of ferrous metallurgy, and trends As, Ag, Cs, Sb, U, Sm, Th and Br – the development of the coal industry in the region. Trends in alkali metals Rb, Cs, radioactive U and rare earth elements Nd, Sm, Eu showed the intensity of the impact in different time intervals of the nuclear fuel cycle and other alleged sources on the environment of the Tomsk region. Dendrochemical monitoring can be used for studying local and global environmental changes and allows reconstructing the history of past contamination.

Key words:

Tree rings, scots pine (*pinus sylvestris*), geochemistry, dendrogeochemistry, instrumental neutron activation analysis.

REFERENCES

1. Ault W.U., Senechal R.G., Erlebach W.E. Isotopic Composition as a Natural Tracer of Lead in the Environment. *Environmental Science & Technology*, 1970, no. 4, pp. 305–313.
2. Tout R.E., Gilboy W.B., Spyrou N.M. Neutron activation studies of trace elements in tree rings. *Journal of Radioanalytical Chemistry*, 1977, no. 37, pp. 705–715.
3. Rikhvanov L.P., Robertus Yu.V., Mironova A.S., Baksht F.B., Sudyko A.F. Dendrogeochemical features fossil larch (Pazyryk) and modern larches of Mountain Altai. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 6, pp. 108–119. In Rus.
4. Robertus Yu.V., Rikhvanov L.P., Lyubimov R.V. Dendrochemistry indication of cross-border transfers of toxicants to the Altai territory. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 317, no. 1, pp. 173–177. In Rus.
5. Grachev A.M., Vaganov E.A., Levitt S., Panyushkina I.P., Chebykin E.P. Methodology for development of a 600-year tree-ring multi-element record for Larch from the Taimyr Peninsula, Russia. *Journal of Siberian Federal University. Series: Biology*, 2013, vol. 6, no. 1, pp. 61–72. In Rus.
6. Demakov Y.P., Shvetsov M.S., Talantsev V.I., Kalinin K.K. Dinamika soderzhaniya zolnykh elementov v godichnykh sloyakh starovozrastnykh sosen, proizrastayushchikh v poymennykh biotopakh [Dynamics of the content of mineral elements in tree rings of old-growth pine trees growing in riparian habitats]. *Vestnik Margtu*, 2011, no. 3, pp. 25–35.
7. Hristovski S., Melovski L. Radial patterns of 13 elements in the tree rings of beech trees from Mavrovo national park, FYROM. *Arch. Biol. Sci.*, 2010, vol. 62 (2), pp. 351–361.
8. Nowak D.J., Crane D.E., Stevens J.C. Air pollution removal by urban trees and shrubs in the United States. *Urban Forestry and Urban Greening*, 2006, no. 4, pp. 115–123.
9. Yigit N. Determination of heavy metal accumulation in air through annual rings: the case of *Malus floribunda* species. *Applied ecology and environmental research*, 2019, vol. 17 (2), pp. 2755–2764.
10. Cheng Z., Buckley B. M., Katz B., Wright W., Bailey R., Smith K.T. Arsenic in tree rings at a highly contaminated site. *Science of the Total Environment*, 2007, no. 376, pp. 324–334.
11. Kiss T., Fekete I., Tápai I. Environmental status of a city based on heavy metal content of the tree-rings of urban trees: case study at Szeged, Hungary. *Journal of Environmental Geography*, 2019, vol. 12 (1–2), pp. 13–22.

12. Liu Y., Ta W., Cherubini P., Liu R., Wang Y., Sun C. Elements content in tree rings from Xi'an, China and environmental variations in the past 30 years. *Science of the Total Environment*, 2018, vol. 619–620, pp. 120–126.
13. Geraldo S.M., Canteras F.B., Moreira S. Biomonitoring of environmental pollution using growth tree rings of Tipuana tipu: quantification by synchrotron radiation total reflection X-ray fluorescence. *Radiation Physics and Chemistry*, 2014, vol. 95, pp. 346–348.
14. Vives A.E.S., Moreira S., Brienza S.M.B., Medeiros J.G.S. Monitoring of the environmental pollution by trace element analysis in tree-rings using synchrotron radiation total reflection X-ray fluorescence. *Spectrochimica Acta*, 2006, no. 61, pp. 1170–1174.
15. Juknys R., Augustaitis A., Vencloviene J., Kliučius A. Dynamic response of tree growth to changing environmental pollution. *European Journal Forest*, 2014, no. 133, pp. 713–724.
16. Sensula B., Wilczyński S., Monin L., Allan M., Pazdur A., Fagel N. Variations of tree ring width and chemical composition of wood of pine growing in the area nearby chemical factories. *Geochronometria*, 2017, no. 44, pp. 226–239.
17. Perone A., Cocozza C., Cherubini P., Bachmann O., Guillon M. Oak tree-rings record spatial-temporal pollution trends from different sources in Terni (Central Italy). *Environmental Pollution*, 2018, vol. 233, pp. 278–289.
18. Rikhvanov L.P., Arkhangelskaya T.A., Zamyatina L.Yu. *Dendroradiografiya kak metod retrospektivnoy otsenki radioekologicheskoy situatsii* [Dendroradiography as a method of retrospective evaluation of radioecological situation]. Tomsk, Deltoplan Publ., 2015. 148 p.
19. Drouet T., Herbauts J., Demaiffe D. Long-term records of strontium isotopic composition in tree rings suggests changes in forest calcium sources in the early 20th century. *Global Change Biology*, 2005, no. 11, pp. 1926–1940.
20. Pazdur A., Kuc T., Pawelczyk S., Piotrowska N., Sensula B.M., Różański K. Carbon isotope composition of atmospheric carbon dioxide in Southern Poland: imprint of anthropogenic CO₂ emissions in regional biosphere. *Radiocarbon*, 2013, vol. 55 (2–3), pp. 848–864.
21. Chernenkaya E.V., Rikhvanov L.P., Baranovskaya N.V. Plutonium in some types of herbaceous and shrubby vegetation in the South of Western Siberia. *Fundamental research*, 2015, no. 2 (P. 5), pp. 984–991. In Rus.
22. Novikov S. A. Mirnye yadernye vzryvy [Peaceful nuclear explosions]. *Soros educational journal*, 1999, no. 11, pp. 82–89.
23. Bolshunova T.S., Rikhvanov L.P., Baranovskaya N.V. Elemental composition of lichens as an indicator of air pollution. *Ecology and industry of Russia*, 2014, no. 11, pp. 26–31. In Rus.
24. Myasnikov A.A. Sovremennoe formirovanie uranovoy osadochno-infiltratsionnoy (gidrogennoy) mineralizatsii Barguzino-Chivyrkuyskogo peresheyka na ozere Baykal [Modern formation of uranium sedimentary-infiltration (hydrogenic) mineralization, Barguzin-Chivyrkuisky isthmus in Lake Baikal]. *Mineralogiya i geokhimiya landshafta gornorudnykh territory. Sovremennoe mineraloobrazovanie: Trudy II Vserossiyskogo simpoziuma s mezhdunarodnym uchastiem i VIII Vserossiyskikh chteny pamyati akademika A.E. Fersmana* [Mineralogy and Geochemistry of landscape of the mining areas. Modern mineral formation: Proc. of the II all-Russian Symposium with international participation and the VIII all-Russian readings of the memory of academician A.E. Fersman]. Chita, 2008. pp. 93–96.
25. Shiyatov S.G., Vaganov E.A., Kirdeyanov A.V., Kruglov V.B., Mazepa V.S. *Metody dendrokronologii. Ch. I. Osnovy dendrokronologii. Sbor i polucheniye drevesno-koltsevoj informatsii* [Dendrochronology methods. P. I. Basics of dendrochronology. Collection and receipt of tree-ring information]. Krasnoyarsk, KrasSU Publ., 2000. 80 p.
26. Kovalsky V.V. *Geokhimicheskaya ekologiya* [Geochemical ecology]. Moscow, Nauka Publ., 1974. 302 p.
27. Kabata-Pendias A., Pendias H. *Mikroelementy v pochvakh i rasteniyakh* [Trace elements in soils and plants]. Moscow, Mir Publ., 1989. 439 p.
28. Harju L., Lill J.-O., Saarela K.-E., Heselius S.-J., Hernberg F.J., Lindroos A. Study of seasonal variations of trace-element concentrations within tree rings by thick-target PIXE analyses. *Nuclear Instruments and Methods in Physics Research*, 1996, vol. 109–110, pp. 536–541.
29. Golovin A.A., Morozova I.A., Gulyaeva N.G., Trefilova N.I. *Otsenka ushcherba okruzhayushhey srede ot zagryazneniya toksichnymi metallami* [Assessment of damage to the environment from contamination with toxic metals]. Moscow, IMGRE Publ., 2000. 134 p.
30. Grebenshchikova V.I., Kitaev N.A., Lustenberg E.E., Medvedev V.I., Lomonosov I.S. Distribution of radioactive elements in the environment of the Baikal region (Message 1, Uranium). *Contemporary Problems of Ecology*, 2009, no. 1, pp. 17–28. In Rus.

Received: 3 April 2019.

Information about the authors

Anastasia S. Mironova, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

Leonid P. Rikhvanov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Natalia V. Baranovskaya, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexander F. Sudyko, senior researcher, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.276.344:004.9

ПРИМЕНЕНИЕ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТЬЮ

Вирстюк Анастасия Юрьевна¹,
Nastua5.1991@mail.ru

Микшина Виктория Степановна¹,
mikshinavs@gmail.com

¹ Сургутский государственный университет,
Россия, 628412, г. Сургут, пр. Ленина, 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью своевременного и быстрого анализа состояния нефтяного фонда скважин, работа которого осложнена парафинистостью. Рост числа показателей работы нефтяной скважины в связи с усложнением условий нефтедобычи приводит к трудностям их интерпретации специалистами геофизических служб и, как результат, – к неверному принятию решений об эффективности работы нефтяных скважин. Существующие модели анализа эффективности работы нефтяных скважин включают либо небольшое количество параметров работы скважины, что делает их недостаточно комплексными, либо избыточное количество показателей, что делает модели сложными и ресурсоемкими.

Цель: определить геолого-физические показатели, оказывающие существенное влияние на парафинистость нефти для создания регрессионной модели прогнозирования эффективности работы нефтяной скважины с точки зрения геофизики.

Объекты: нефтяные скважины и эффективность их работы с учетом парафинистости нефти.

Методы: регрессионный анализ, оценка адекватности модели по t -критерию Стьюдента, коэффициенту детерминации, F -критерию Фишера, проверка несмещенности и эффективности оценок с помощью условий Гаусса–Маркова, оценка автокорреляции остатков с помощью статистики Дарбина–Уотсона, непараметрическая статистика, анализ остатков регрессии.

Результаты. Определены форма и вид регрессионной зависимости между парафинистостью нефти, пластовой температурой и вязкостью нефти в пластовых условиях. Доказана адекватность полученной модели. Полученная математическая модель в совокупности с моделью анализа технологической эффективности работы нефтяных скважин может стать основой для систем поддержки принятия решений специалистов геофизических служб с целью комплексного анализа эффективности работы нефтяных скважин.

Ключевые слова:

Регрессионный анализ, эффективность работы нефтяной скважины, парафинистость, остатки регрессии, адекватность модели.

Введение

Повышение эффективности эксплуатации скважин является одной из важнейших задач нефтегазодобывающих предприятий. В настоящее время большинство нефтяных месторождений страны находятся на поздней и завершающей стадиях разработки [1]. Они характеризуются увеличением доли трудноизвлекаемых запасов. На последних стадиях разработки осуществляется отбор 10–20 % извлекаемых запасов месторождения, но из-за падения общей добычи нефти и усложнения условий её залегания эти стадии требуют особого внимания со стороны специалистов геофизических служб.

Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти требует больших финансовых затрат и характеризуется усложнением процесса нефтедобычи вследствие того, что «существующие технологии не отвечают геологическим особенностям пласта» [2].

Трудноизвлекаемые нефти определяются большим числом геологофизических характеристик нефти. Ключевым фактором отнесения нефти к трудноизвлекаемым является высокое содержание парафинов [3].

Парафиновые отложения осложняют добычу и транспортировку нефти [4]. Поэтому своевременный анализ работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью позволит специалистам геофизических служб быстро реагировать на изменения условий их эксплуатации и принимать верные решения относительно эффективности их работы.

Можно выделить две группы показателей нефтяных скважин, влияющих на эффективность их работы [5]:

- геолого-физические, характеризующие особенности строения залежи (сжимаемость, эффективная толщина пластов, пористость, проницаемость и т. п.);
- технологические показатели эксплуатации скважин (к примеру, время работы скважин), в том числе параметры работы нагнетательных скважин, оказывающих влияние на нефтяные скважины (радиус влияния, суммарный объем закачанной жидкости по интерферирующим скважинам и т. п.).

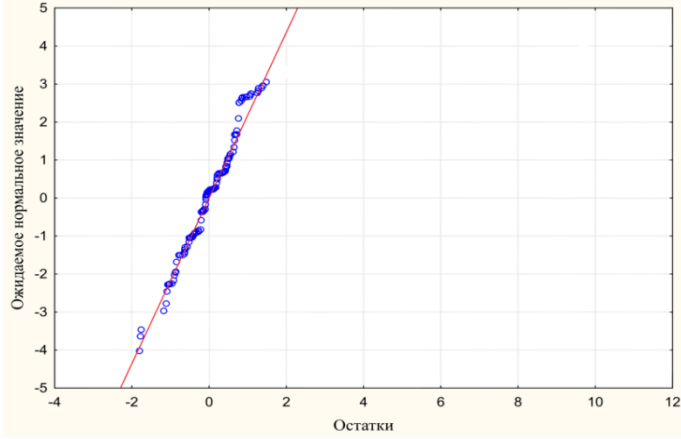
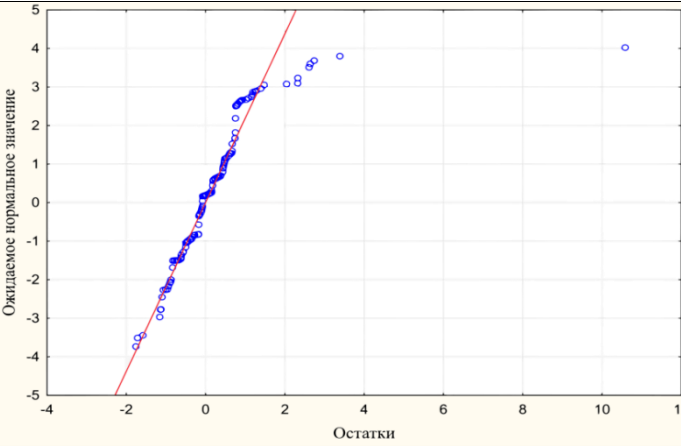
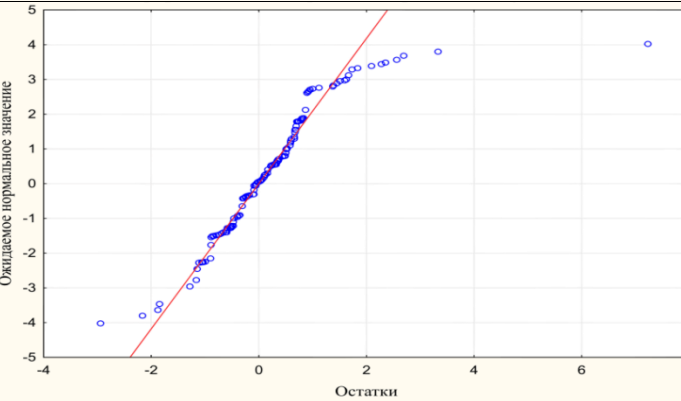
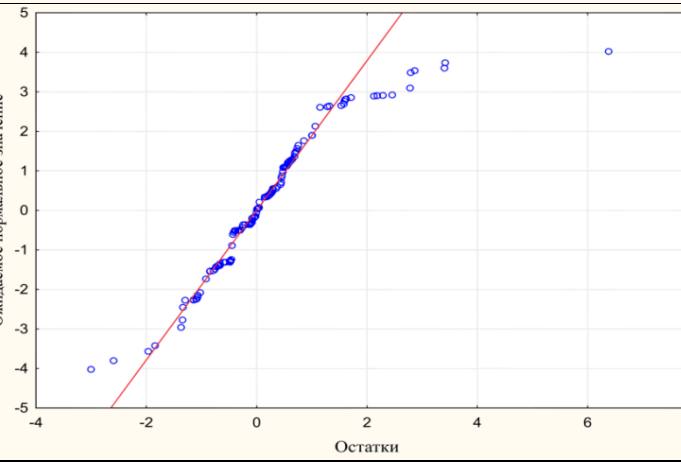
Статистический анализ работы 200 нефтяных скважин показал, что ключевым параметром геолого-физической группы является «содержание парафина в нефти» (G_8). Наибольшее влияние оказывают следующие показатели: пластовая температура (G_2), плотность (G_5) и вязкость нефти в пластовых условиях (G_6) [6, 7].

Подбор вида уравнения регрессии для построения модели эффективности работы нефтяных скважин

Для установления зависимости между показателями требуется составить уравнение регрессии. Независимых переменных в каждом случае несколько, поэтому следует рассматривать уравнение множественной регрессии. Различают линейные, нелинейные, сводящиеся к линейным, и внутренне нелинейные виды уравнений [8].

Таблица 1. Результаты применения линеаризующего преобразования к исходным данным

Table 1. Results of applying a linearization transform to the source data

Линеаризующее преобразование, значение R^2 Linearizing conversion, R^2 value	График остатков на нормальной вероятностной бумаге Plot of residuals on normal probabilistic paper
X^2 $R^2 = 0,89$	
X^3 $R^2 = 0,40$	
e^x $R^2 = 0,71$	
$1/X$ $R^2 = 0,57$	

Имеющиеся данные по каждому из этих показателей не соответствуют нормальному закону распределения, поэтому в качестве модели регрессионного уравнения следует выбрать нелинейную, но сводящуюся к линейной. Зависимости между показателями работы скважин, в том числе и нефтяных, характеризуются сложностью. Большая часть разработанных моделей носит непараметрический характер, что отражено в работах [9–13].

На первом этапе при построении нелинейной множественной модели регрессии требуется провести отбор значимых показателей с помощью пошаговой регрессии, а именно метода последовательного включения.

Суть метода последовательного включения заключается в том, что в модель последовательно добавляются независимые переменные, которые имеют наибольший коэффициент корреляции с зависимой переменной [14].

Для построения нелинейного, но сводящегося к линейному, уравнения регрессии сначала требуется провести линеаризующее преобразование.

Лучшее линеаризующее преобразование было выбрано на основании анализа графиков остатков на нормальной вероятностной бумаге, построенных с помощью модуля Fixed Nonlinear Regression программного пакета для статистического анализа *STATISTICA*. Обработка большого количества данных с помощью пакетов для статистического анализа подробно описана в работах [15–17]. Примененное линеаризующее преобразование, полученное значение коэффициента детерминации и соответствующий график остатков регрессии представлены в табл. 1.

Анализ распределения остатков регрессии показал, что наиболее близким к нормальному закону распределения является уравнение регрессии с линеаризующим преобразованием переменных X^2 , поскольку значения остатков лучше ложатся на прямую линию. Таким образом, между зависимым и независимыми показателями имеет место квадратичная зависимость, представленная в общем виде:

$$y = \sum_{i,j=1}^n a_{ij}x_i x_j,$$

где y – зависимая переменная; x_i, x_j – независимые переменные; a_{ij} – коэффициенты регрессии.

Линеаризующее преобразование позволило достичь наиболее высокого коэффициента детерминации. Чем выше коэффициент детерминации, тем лучше полученная модель согласуется с данными наблюдений. В табл. 2 представлены коэффициенты регрессии, стандартные ошибки коэффициентов уравнения регрессии, а также значения t -критерия Стьюдента, полученные при построении уравнения с линеаризующим преобразованием X^2 .

Далее необходимо провести проверку адекватности полученной модели.

Проверка адекватности регрессионной модели анализа эффективности работы нефтяных скважин

Проверка адекватности моделей начинается с проверки значимости каждого коэффициента регрессии

[18]. Следует отметить, что оценка нелинейных по параметрам уравнений осуществляется обычным методом наименьших квадратов, но примененным не к исходным, а к преобразованным данным.

Таблица 2. Результаты регрессионного анализа для зависимого показателя «Содержание парафина в нефти»

Table 2. Results of regression analysis for the dependent indicator «Oil paraffinicity»

Переменная Variable	Коэффициент уравнения регрессии b Regression equation coefficient b	Стандартная ошибка отклонения b Standard deflection error b	Критерий Стьюдента Student t-test
b_0	0,231	0,0054	43,118
G_2^2	–0,113	0,0084	–13,414
G_6^2	–0,113	0,0038	–29,405
G_2	0,229	0,0180	12,705
G_6	0,189	0,010	19,227
G_5^2	–0,011	0,0086	–1,263

Для проверки значимости коэффициентов регрессии применяется t -критерий Стьюдента:

$$t_{\text{эмп}} = \frac{|b_i|}{\sqrt{\sigma_{b_i}^2}}$$

где $\sigma_{b_i}^2$ – дисперсия коэффициента регрессии, определяемая по формуле:

$$\sigma_{b_i}^2 = \frac{\sigma_Y^2}{k},$$

где k – число факторов в уравнении; σ_Y^2 – дисперсия результативного фактора.

Параметр модели признается статистически значимым, если:

$$t_{\text{эмп}} > t_{\text{теор}}(\alpha, \mu = n - k - 1),$$

где μ – число степеней свободы; α – уровень значимости; n – число наблюдений.

Для построения регрессионной модели была проанализирована работа 200 скважин. Число степеней свободы μ для $t_{\text{теор}}$ равно 195.

Табличное значение коэффициента Стьюдента при $\alpha = 0,05$ и $\mu = 195$ равно 1,96.

Поскольку $t_{\text{эмп}}$ для квадрата плотности нефти меньше табличного значения, то данный показатель признается незначимым и не может войти в уравнение регрессии.

В табл. 2 представлены стандартные ошибки коэффициентов уравнения регрессии. Стандартная ошибка – это стандартное отклонение оценок, которые будут получены при многократной случайной выборке данного размера из одной и той же совокупности. Чем меньше стандартная ошибка, тем более достоверной является оценка. Из табл. 2 видно, что для всех показателей стандартная ошибка достаточно мала, что говорит о достоверности полученных оценок.

Соответственно, в регрессионное уравнение будут включены следующие показатели: пластовая температура, вязкость нефти в пластовых условиях, а также квадраты этих показателей.

Для проверки качества полученного уравнения регрессии можно воспользоваться коэффициентом детерминации.

Коэффициент детерминации R^2 равен 0,89, то есть близок к 1, соответственно полученное уравнение регрессии наилучшим образом описывает зависимость переменных.

Но данный коэффициент имеет недостаток: включение нового фактора в уравнение регрессии, даже незначительного, автоматически увеличивает значение R^2 [16]. Для исправления данной ситуации применяется скорректированный коэффициент детерминации R_{adj}^2 :

$$R_{adj}^2 = 1 - \frac{n-1}{n-p-1} (1 - R^2),$$

где n – число наблюдений; p – число факторов в уравнении регрессии.

Для полученной модели скорректированный коэффициент детерминации равен 0,88.

Для того чтобы оценить статистическую значимость уравнения регрессии и полученного коэффициента детерминации, необходимо воспользоваться F -критерием Фишера:

$$F = \frac{\rho^2}{1 - \rho^2} \frac{n-p-1}{p} = 192,15,$$

где p – число независимых переменных в уравнении регрессии; ρ^2 – индекс корреляции; n – число наблюдений.

В свою очередь индекс корреляции определяется по формуле:

$$\rho = \sqrt{1 - \frac{\sum (y - \hat{y})^2}{\sum (y - \bar{y})^2}},$$

где \hat{y} – расчетные значения зависимой переменной по нелинейной регрессии.

Индекс корреляции между y и x совпадает с линейным коэффициентом корреляции между y и преобразованным x [19].

В силу того, что табличное значение F -критерия Фишера равно 4,36, что намного меньше рассчитанного значения, нулевую гипотезу о статистической незначимости уравнения регрессии можно отвергнуть.

Для получения наилучших оценок параметров линейной множественной регрессии необходимо проверить их на несмещенность и эффективность с помощью условий Гаусса–Маркова [8]:

1. Математическое ожидание случайного члена равно нулю в любом наблюдении.
2. Дисперсия случайного члена постоянна для всех наблюдений.
3. Значения случайного члена в любых наблюдениях не коррелируют между собой.
4. Случайный член должен быть распределен независимо от объясняющих переменных.

Условия будут проверены на основании анализа остатков регрессии.

Для подтверждения или опровержения 1-го и 4-го условий Гаусса–Маркова необходимо проанализировать графики зависимости остатков от каждой независимой переменной (в данном случае от пластовой

температуры и вязкости нефти в пластовых условиях), что представлено на рис. 1, 2.

На рис. 1, 2 видно, что математическое ожидание остатков равно нулю и остатки независимы относительно независимых показателей, поскольку коэффициент корреляции в первом и во втором случаях равен 0 (строка *correlation* в заголовках графиков).

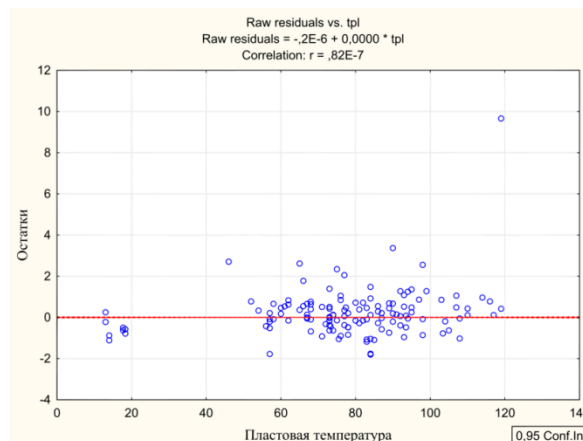


Рис. 1. График зависимости остатков от пластовой температуры

Fig. 1. Plot of residuals dependence on reservoir temperature

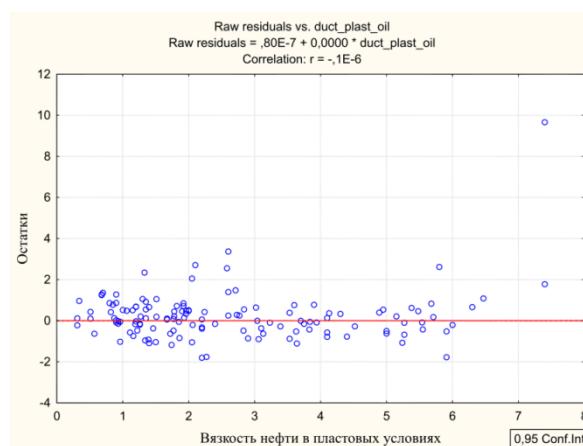


Рис. 2. График зависимости остатков от вязкости нефти

Fig. 2. Plot of residuals dependence on oil viscosity

Для выявления нестабильности ошибки уравнения регрессии, то есть для проверки 2-го условия Гаусса–Маркова, необходимо проанализировать зависимость остатков от предсказанных значений зависимого показателя (в данном случае парафинистости нефти). Зависимость представлена на рис. 3.

Видно, что линия дисперсий остатков параллельна оси X . Дисперсия случайного возмущения не изменяется, так как с увеличением значений зависимой переменной линия дисперсии остается на том же уровне.

Для проверки 3-го условия Гаусса–Маркова, а именно анализа автокорреляции остатков, необходимо рассчитать статистику Дарбина–Уотсона.

Проверка автокорреляции остатков необходима для того, чтобы исключить однонаправленное воздействие на объясняемую переменную неучтенных в модели факторов.

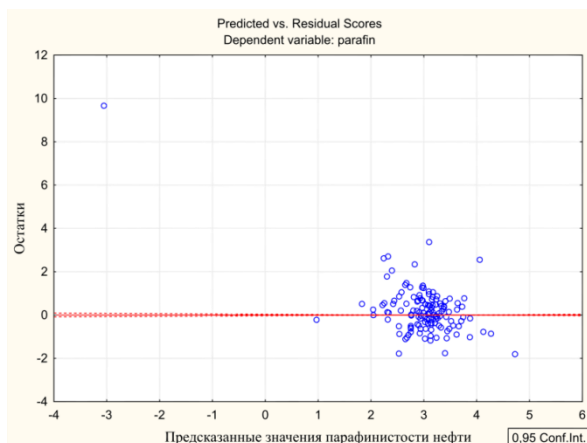


Рис. 3. График зависимости предсказанных значений зависимого показателя от остатков

Fig. 3. Plot of dependence of the dependent indicator predicted values on residuals

Статистика Дарбина–Уотсона характеризует наличие или отсутствие сериальной корреляции [20, 21].

Значение данной статистики находится в промежутке от 0 до 4. В случае отсутствия автокорреляции статистика Дарбина–Уотсона близка к 2. Близость к 0 говорит о положительной автокорреляции, к 4 – об отрицательной.

Значение статистики Дарбина–Уотсона, рассчитанное в пакете *STATISTICA*, равно 1,759; значение сериальной корреляции – 0,121.

Сериальная корреляция минимальна, значение статистики Дарбина–Уотсона стремится к 2, поэтому автокорреляция остатков отсутствует.

Для дополнительного анализа остатков регрессии необходимо проверить наличие выбросов. Анализ выбросов был проведен на основании показателя Кука. Наблюдение может исказить оценки коэффициентов регрессии, если обладает большим потенциалом влияния. Большое значение показателя Кука указывает на сильно влияющие наблюдения. Для рассматриваемых статистических данных среднее значение показателя Кука незначительно и составляет 0,000197, что подтверждает отсутствие выбросов.

На основании проведенного регрессионного анализа можно сделать вывод, что уравнение регрессии, описывающее зависимость «содержания парафина в нефти» от «пластовой температуры» G_2 и «вязкости нефти в пластовых условиях» G_6 имеет вид:

$$G_8 = 0,231 + 0,189 * G_6 + 0,229 * G_2 - 0,113 * (G_2^2 + G_6^2).$$

Полученная зависимость позволит своевременно оценивать и прогнозировать изменения парафинистости

сти нефти в нефтяной скважине с целью её корректировки для упрощения добычи и транспортировки и, как следствие, повышения эффективности работы скважин.

Заключение

Мировые запасы трудноизвлекаемой нефти с особыми условиями (вязкая, тяжелая, парафинистая и т. п.) значительно превышают запасы легких нефтей. В частности, парафинистая нефть встречается в 84 % случаев. Поэтому своевременный анализ парафинистости нефти позволит повысить эффективность работы нефтяных скважин. Этим и объясняется необходимость разработки математической модели, связывающей данный показатель с наиболее значимыми геолого-физическими характеристиками.

В ходе анализа работы 200 нефтяных скважин с парафинистой нефтью была разработана соответствующая математическая модель.

Адекватность полученной математической модели была подтверждена следующим образом:

1. Оценки параметров множественной регрессии, полученные методом наименьших квадратов, являются согласованными, несмещенными и эффективными по Гауссу–Маркову.
2. Коэффициенты регрессии являются значимыми по t -критерию Стьюдента.
3. Стандартные ошибки коэффициентов уравнения регрессии минимальны. Изменяются в пределах от 0,05 до 0,1.
4. Значения коэффициента детерминации и скорректированного коэффициента детерминации достаточно высоки: $R^2=0,89$; $R_{adj}^2=0,88$.

Оценка статистической значимости уравнения регрессии подтверждена по F -критерию Фишера. Значение $F=192,15$.

Автокорреляция остатков отсутствует. Значение статистики Дарбина–Уотсона равно 1,76.

Выбросы на основании показателя Кука не выявлены. Среднее значение показателя Кука составляет 0,000197.

Предложенная модель анализа эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью может стать основой для системы поддержки принятия решений специалистов геофизических служб при анализе работы нефтяных скважин.

Статья написана при финансовой поддержке гранта «Математическое моделирование процессов нефтепереработки и нефтехимии на основе динамических моделей в терминах смесей непрерывного состава», проект № 18-47-860003. Руководитель проекта – В.С. Микшина.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Уметбаев В.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением растворителей АСПО: дис. ...канд. тех. наук. – Уфа, 2003. – 151 с.
2. Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2-16. – С. 3593–3597.

3. Ященко И.Г. О роли трудноизвлекаемых нефтей как источника углеводородов в будущем на основе информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии Музея нефтей // *Культурное наследие и информационные технологии на постсоветском пространстве: Материалы международной научно-практической конференции* / под ред. И.Б. Лаптева. – Минск, 10–14 мая 2011. – Минск: Белпринт, 2011. – С. 39–41.
4. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных

- изменений их свойств // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – №1. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Iiin/Iiin_1.pdf (дата обращения: 27.08.2018).
5. Вирстюк А.Ю., Микшина В.С., Назина Н.Б. Оценка эффективности технологического процесса в нефтяной промышленности // Инновационные, информационные и коммуникационные технологии: сборник трудов XV Международной научно-практической конференции / под ред. С.У. Увайсова. – М.: Ассоциация выпускников и сотрудников ВВИА им. проф. Жуковского, 2019. – С. 288–295.
 6. Вирстюк А.Ю., Микшина В.С. Математические модели анализа эффективности работы добывающих скважин // Информационная безопасность регионов России (ИБРР-2017). Юбилейная X Санкт-Петербургская межрегиональная конференция. – СПб., 1–3 ноября 2017. – С. 376–380.
 7. Вирстюк А.Ю., Микшина В.С. Применение факторного анализа для редукции признакового пространства нагнетательных скважин // Вестник кибернетики. – 2018. – № 2 (30). – С. 172–178.
 8. Шанченко Н.И. Лекции по эконометрике. – Ульяновск: Ульяновский государственный технический университет, 2008. – 139 с.
 9. Watheq J. Al-Mudhafar, Ahmed Khalil Al-Khazraji. Non-parametric adaptive regression splines for multisource permeability modeling in a sandstone oil reservoir // Offshore Technology Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2016. – P. 2906–2918.
 10. Watheq J. Al-Mudhafar, Ahmed Khalil Al-Khazraji. Efficient reservoir modeling-statistical approach for evaluation and development of future waterdrive undersaturated oil reservoir performance // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference 2014. – Maracaibo, Venezuela, 2014. – V. 3. – P. 1859–1872.
 11. Kettaneh N., Berglund A. PCA and PLS with very large data sets // Computational Statistics & Data Analysis. – 2005. – V. 48. – P. 69–85.
 12. Basilevsky A. Statistical factor analysis and related methods: theory and applications. – New York: John Wiley & Sons, Inc., 2008. – 737 p.
 13. Lolon E., Hamidieh K., Weijers L. Evaluating the relationship between well parameters and production using multivariate statistical models: a Middle Bakken and Three Forks case history // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – The Woodlands, Texas, 2016. – P. 303–331. DOI:10.2118/179171-MS.
 14. Воскобойников Ю.Е. Эконометрика в Excel (парный и множественный регрессионный анализ). – Новосибирск: Новосибирский государственный архитектурно-строительный университет, 2005. – 77 с.
 15. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. The elements of statistical learning. Data mining, inference, and prediction. Second ed. – Switzerland: Springer, 2017. – 764 p.
 16. Neumann C., Schomaker M. Introduction to statistics and data analysis with exercises, solutions and applications in R. – Switzerland: Springer, 2013. – 426 p.
 17. Joaquim P. Marques de Sá. Applied statistics using SPSS, STATISTICA, MATLAB and R. – Switzerland: Springer Publishing Company, 2007. – 505 p.
 18. Минина И.Д. Статистика. Ч. 1. Теория статистики. – Пенза: РИО ПГСХА, 2013. – 225 с.
 19. Бушин П.Я. Эконометрика. Практикум по решению и анализу задач. – Хабаровск: Хабаровский государственный университет экономики и права, 2005. – 88 с.
 20. Кабанов С.В. Использование пакета Statistica 5.0 для статистической обработки опытных данных. – Саратов: Саратовский государственный аграрный университет, 2001. – 200 с.
 21. Халафян А.А. STATISTICA 6. Статистический анализ данных. – М.: ООО «Бином – Пресс», 2007. – 512 с.

Поступила 02.12.2019 г.

Информация об авторах

Вирстюк А.Ю., аспирант кафедры информатики и вычислительной техники Сургутского государственного университета.

Микшина В.С., кандидат технических наук, профессор кафедры информатики и вычислительной техники Сургутского государственного университета.

UDC 622.276.344:004.9

APPLICATION OF REGRESSION ANALYSIS TO EVALUATE THE EFFICIENCY OF OIL WELL OPERATING WITH THE PARAFFIN OIL

Anastasiya Yu. Virstyuk¹,
Nastua5.1991@mail.ru

Victoria S. Mikshina¹,
mikshinavs@gmail.com

¹ Surgut State University,
1, Lenin avenue, Surgut, 628412, Russia.

The relevance of the research is caused by the need for timely and rapid analysis of the state of oil wells which work is complicated by paraffinicity. The increase of the number of oil well indicators due to complicated production conditions leads to the difficulties in their interpretation by the geophysical services specialists, and as a result to incorrect decisions about the operating efficiency of oil wells. The existing models for evaluation of the oil wells operating efficiency include either a small number of well operation indicators which makes them insufficiently complex, or an excessive number of indicators which makes the models difficult and resource-intensive.

The main aim of the research is to define the geological and physical indicators that have a significant impact on the oil paraffinicity to create a regression model for predicting oil well operating efficiency from a geological point of view.

Objects of researches are oil wells and oil well operating efficiency with regard to oil paraffinicity.

Methods: regression analysis, evaluation of the model adequacy using Student's *t*-criterion, determination coefficient, Fisher's *F*-criterion, checking unbiasedness and efficiency of estimates using Gauss–Markov conditions, estimating residual autocorrelation using Durbin–Watson statistics, non-parametric statistics, regression residual analysis.

Results. The authors have determined the form and type of regression dependence between oil paraffinicity, reservoir temperature and oil viscosity in reservoir conditions. The adequacy of the obtained model is proved. The resulting mathematical model in conjunction with the model of the technological oil well efficiency can be the basis for decision support systems of specialists of geophysical services for complex analysis of the oil well operating efficiency.

Key words:

Regression analysis, oil well operating efficiency, paraffinicity, regression residual, model adequacy.

The article was written with the financial support of the grant «Mathematical modeling of refining and petrochemical processes based on dynamic models in terms of mixtures of continuous composition», project no. 18-47-860003. Project Manager – V.S. Mikshina.

REFERENCES

1. Umetbaev V.V. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin s primeneniem rastvoriteley ASPO*. Dis. Kand. nauk [Improving the efficiency of well operation with the use of paraffin solvents. Cand. Diss.]. Ufa, 2003. 151 p.
2. Sharf I.V., Borzenkova D.N. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefii: ponyatie, klassifikatsionnye podkhody i stimulirovanie razrabotki* [Hard-to-recover oil reserves: concept, classification approaches and development stimulation]. *Fundamentalnye issledovaniya*, 2016, no. 2-16, pp. 3593–3597.
3. Yashchenko I.G. O roli trudnoizvlekaemykh nefey kak istochnike uglevodorodov v budushchem na osnove informatsionno-vychislitel'noy sistemy po neftekhimicheskoy geologii Muzeya neftey [On the role of hard-to-recover oils as a source of hydrocarbons in future based on the information system of petrochemical Geology Museum of Oil]. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Kulturnoe nasledie i informatsionnye tekhnologii na postsovet'skom prostranstve* [Materials of the international scientific and practical conference]. Minsk, 10–14 May 2011. Minsk, Belprint Publ., 2011. pp. 39–41.
4. Il'in A.N., Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Vysokoparafinistye nefi: zakonomernosti prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy ikh svoystv [Highly paraffinic oils: regularities of spatial and temporal changes in their properties]. *Neftegazovoe delo*, 2007, no. 1. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Ilin/Ilin_1.pdf (accessed 27 August 2018).
5. Virstyuk A.Yu., Mikshina V.S., Nazina N.B. Otsenka effektivnosti tekhnologicheskogo protsessa v nefyanoy promyshlennosti [Evaluation of oil well operating efficiency]. *Innovatsionnye, informatsionnye i kommunikatsionnye tekhnologii. Sbornik trudov XV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Innovative, Information and Communication Technologies: Proceedings of the XV International Scientific and Practical Conference]. Ed. by S.U. Uvaysov. Moscow, Assotsiatsiya vypusknikov i sotrudnikov VVIA im. prof. Zhukovskogo Publ., 2019. pp. 288–295.
6. Virstyuk A.Yu., Mikshina V.S. Matematicheskie modeli analiza effektivnosti raboty dobyvayushchikh skvazhin [Mathematical models for analyzing the performance of production wells]. *Informatsionnaya bezopasnost' regionov Rossii (IBRR-2017). Yubileynaya X Sankt-Peterburgskaya mezhdunarodnaya konferentsiya* [Information Security of Russian Regions (ISRR-2017). Anniversary X St. Petersburg Interregional Conference]. St-Petersburg, 1–3 November 2017. pp. 376–380.
7. Virstyuk A.Yu., Mikshina V.S. Application of factor analysis to reduce the feature space of injection wells. *Vestnik kibernetiki*, 2018, no. 2 (30), pp. 172–178. In Rus.
8. Shanchenko N.I. *Lektsii po ekonometrike* [Lectures on econometrics]. Ulyanovsk, Ulyanovsk State Technical University Publ., 2008. 139 p.
9. Watheq J. Al-Mudhafar, Ahmed Khalil Al-Khazraji. Non-parametric adaptive regression splines for multisource permeability modeling in a sandstone oil reservoir. *Offshore Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia, 2016. pp. 2906–2918.
10. Watheq J. Al-Mudhafar, Ahmed Khalil Al-Khazraji. Efficient reservoir modeling-statistical approach for evaluation and development of future waterdrive undersaturated oil reservoir performance. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Maracaibo, Venezuela, 2014. Vol. 3, pp.1859–1872.
11. Kettaneh N., Berglund A. PCA and PLS with very large data sets. *Computational Statistics & Data Analysis*, 2005, vol. 48, pp. 69–85.

12. Basilevsky A. *Statistical factor analysis and related methods: theory and applications*. New York, John Wiley & Sons, Inc, 2008. 737 p.
13. Lolon E., Hamidieh K., Weijers L. Evaluating the relationship between well parameters and production using multivariate statistical models: a Middle Bakken and Three Forks case history. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. The Woodlands, Texas, 2016. pp. 303–331. DOI: 10.2118/179171-MS.
14. Voskoboynikov Yu.E. *Ekonometrika v Excel (parny i mnozhestvennyy regressionnyy analiz)* [Excel econometrics (paired and multiple regression analysis)]. Novosibirsk, Novosibirsk State Architecture Building University, 2005. 77 p.
15. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. *The elements of statistical learning. Data mining, inference, and prediction*. Second ed. Switzerland, Springer, 2017. 764 p.
16. Heumann C., Schomaker M. *Introduction to statistics and data analysis with exercises, solutions and applications in R*. Switzerland, Springer, 2013. 426 p.
17. Joaquim P. Marques de Sá. *Applied statistics using SPSS, STATISTICA, MATLAB and R*. Switzerland, Springer Publ. Company, 2007. 505 p.
18. Minina I.D. *Statistika. Ch. 1. Teoriya statistiki* [Statistics. P. 1. The theory of statistics]. Penza, RIO PGSHA Publ., 2013. 225 p.
19. Bushin P.Ya. *Ekonometrika. Praktikum po resheniyu i analizu zadach* [Econometrics. Workshop on solving and analyzing problems]. Khabarovsk, Khabarovsk State University of Economics and Law Publ., 2005. 88 p.
20. Kabanov S.V. *Ispolzovanie paketa Statistica 5.0 dlya statisticheskoy obrabotki opytnykh dannyykh* [Using Statistica 5.0 package for statistical processing of experimental data]. Saratov, Saratov State Agrarian University Publ., 2001. 200 p.
21. Halafyan A.A. *STATISTICA 6. Statisticheskii analiz dannyykh* [STATISTICA 6. Statistical data analysis]. Moscow, Binom-Press, 2007. 512 p.

Received: 2 December 2019.

Information about the authors

Anastasiya Yu. Virstyuk, postgraduate, Surgut State University.

Victoria S. Mikshina, Cand. Sc., professor, Surgut State University.

УДК 624.131

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ОПОЛЗНЕВОГО СКЛОНА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МОСТА ЧЕРЕЗ Р. ПОШНАРКУ В ЧУВАШИИ

Сахаровский Александр Владимирович¹,
sakharovskiy_sgt@bk.ru

Строкова Людмила Александровна²,
sla@tpu.ru

¹ ОАО «Сибгипротранс»,
Россия, 630099 г. Новосибирск, Вокзальная магистраль, 15.

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность изучения оползневых процессов заключается в том, что они приводят к чрезвычайным ситуациям с угрозой разрушения сооружений, использования земель, безопасности людей. Особые трудности при изучении оползней вызывают вопросы прогнозирования активизации оползневого процесса.

Целью данного исследования является оценка инженерно-геологических и гидрогеологических условий площадки мостового перехода и прогноз развития оползневого процесса на склонах с помощью моделирования методом конечных элементов.

Объектом исследования является геологическая среда района проектируемого мостового перехода в пределах Приволжской возвышенности. Рассмотрены основные факторы, влияющие на развитие оползневого процесса: геоморфологические и тектонические условия; литологический состав; физико-механические свойства пород, гидрологические и гидрогеологические условия района.

Методы: краткий обзор литературы; анализ информации, полученной из фондов изыскательской компании, расчет устойчивости склонов, моделирование поведения грунтового массива методом конечных элементов.

Результаты. Дана характеристика основных факторов оползневого процесса данной территории, приведены результаты расчета устойчивости склонов по опасным сечениям различными методами. Склон является неустойчивым в целом. При сезонном повышении уровня подземных вод моделирование показало расширение зоны оползневых деформаций по левому борту до 107 м, по правому берегу реки до 10 м от русла.

Выводы. Основными причинами деформаций являются: слабоплатифицированные юрские глины, слагающие весь склон; подземные воды, формирующиеся в пределах плато и разгружающиеся в оползневые накопления, поддерживая в них высокую влажность. В качестве несущего слоя для опор моста рекомендуется использовать слой пермских глинистых отложений с высокими физико-механическими характеристиками.

Ключевые слова:

Инженерно-геологические условия, региональные факторы, грунт, оползень, расчет устойчивости склона, расчетная модель.

Введение

Оползни широко распространены в мире, затрагивают многие виды хозяйственной деятельности, являются источником материального ущерба, иногда с угрозой жизни людей. Трасса новой железной дороги Москва–Казань проходит через Среднее Поволжье, издавна известное широким развитием оползневых и эрозионных процессов. Изучением оползней здесь занимались многие знаменитые инженеры-геологи: А.П. Павлов (1903, 1935), А.Н. Семихатов (1914), Н.Ф. Погребов (1915), М.И. Декабрун и П.П. Быков (1926), Л.Н. Бернацкий (1935) [1], Г.С. Золотарев (1949–1959) [2], Е.П. Емельянова (1972) [3]. Для изучения оползней были созданы оползневые станции: Горьковская и Нижневолжская в 1946 г., Ульяновская – в 1961 г. В 1963 г. состоялось оползневое совещание, на котором были подведены итоги работы оползневых станций, рассмотрены факторы развития и механизмы волжских оползней, опыт применения противооползневых мероприятий и оценка их эффективности.

В кандидатской диссертации Г.А. Голодковской [4], а также в работах В.Г. Камышева-Елпатьевская и

др., 1960; В.И. Бутаков, (1970) рассмотрены вопросы палеогеографии правобережья Волги и закономерности формирования склонов. В работе Т.С. Хромовой и др. (1980) рассмотрены вопросы пространственной обусловленности распространения оползней в связи с характером новейших тектонических движений. Имеются единичные работы по оценке напряженного состояния оползневых берегов р. Волги на основе моделирования с использованием метода конечных элементов (И.И. Каменкова и др., 1975), исследованиям ползучести склонов (Е.Г. Качугин, 1976). В последние годы появился ряд статей по результатам применения различных методов расчета устойчивости склонов и откосов в условиях региона (А.Н. Богомоллов и др., 2004; Р.И. Кашлев, 2004; и др.) [5].

Изучению основных закономерностей формирования оползней, их пространственного распределения в связи с гидрометеорологическими условиями посвящены работы [6–9], моделированию их активности – [10–15], роли техногенных факторов в развитии и активизации оползней, контролем их состояния и разработкой защитных мероприятий – [15–22].

Целью данного исследования является оценка инженерно-геологических и гидрогеологических условий на площадке мостового перехода через р. Пошнарку в Чувашии и прогноз развития оползневого процесса на склонах с помощью моделирования на базе метода конечных элементов.

Методы исследования и эксперимент

Исследование включало анализ литературных и фондовых материалов, полученных при инженерно-геологических изысканиях, проведенных в период с августа 2015 по июнь 2017 г.; моделирование напряженно-деформированного состояния грунтового массива при изменении уровня подземных вод, проведенное осенью 2019 г. в отделении геологии ТПУ.



Рис. 1. Приволжская эрозионная возвышенность

Fig. 1. Volga erosion upland

В инженерно-геологическом отношении участок мостового перехода через р. Пошнарку изучен достаточно подробно в 2015–2018 гг. Были выполнены следующие виды работ: изучение материалов региональных геологических фондов; инженерно-геологическая съемка участка в полосе до 300 м; геодезические работы со стационарными наблюдениями; бурение 26 скважин глубиной 20–80 м, проходка 3 шурфов; полевое определение механических свойств грунтов методом среза целиков грунта и dilatометром; опробование и лабораторные исследования порядка 350 образцов грунта и 5 проб воды; камеральная обработка материалов и расчёты устойчивости склонов.

По результатам инженерных изысканий построена карта инженерно-геологических условий оползневого склона с элементами геоморфологических таксонов М1:1000 и указанием расчетных сечений устойчивости склонов (рис. 2) [23].

Оползневой процесс охватывает склоны р. Пошнарка с удалением пограничной бровки срыва до 160 м от местного базиса эрозии. По крутизне склоны относятся к пологим и средней крутизны от 10 до 25° на оползневых ступенях, а также крутым и очень крутым (30°...50°, редко до 60°) на стенках отрыва (рис. 3).

Характеристика инженерно-геологических условий

Изучаемый участок расположен в пределах северной части Приволжской эрозионной возвышенности, которая крутым уступом обрывается к р. Волге. Это волнистая равнина с абсолютными высотами 160...190 м, в результате длительного эрозионного процесса сильно расчленена сетью рек, балок и оврагов на изолированные водоразделы с уклонами 1...1,5° (рис. 1). Густота овражного расчленения составляет в среднем 0,27 км/км², балочного – 1,31 км/км². Формами эрозионного расчленения являются ложбины, балки, овраги, вложенные друг в друга. Здесь имеются все условия для возникновения оползней.

Поверхность склона густо залесена и задернована, поросшая древесной растительностью (осина, дуб, липа) с признаками саблевидного изгиба стволов деревьев (рис. 4). Ближе к базису эрозии реки отмечаются поверхности, заросшие кустарником.

На левом борту, в пределах 1-й и 2-й террасированной поверхности оползневых тел (ступеней) от пограничной стенки отрыва ($s-J_{2-3}$), отмечаются выположенные поверхности с признаками длительной задержки поверхностного стока. Аналогичная ситуация, за исключением направления тальвегов временных водотоков, отмечается со стороны правого борта ручья в пределах 1-й и 2-й оползневой ступени.

Высота пограничных стенок отрыва правого борта с формированием инсеквентного среза в средневерхнеюрских отложениях (J_{2-3}) и современных четвертичных отложениях покровного генезиса (rgQ_{II-III}) составляет 3...8 м, со стороны левого борта – 2...5 м. Также отмечаются вторичные бровки и стенки отрыва высотой до 3...4 м (рис. 5). Юрские отложения представлены глиной полутвердой (ИГЭ-21з2д), с примесью органических веществ 6,4 %. Покровные отложения представлены глиной полутвердой и глиной тугопластичной. Простираание пограничных бровок срыва преимущественно параллельно руслу постоянного водотока.

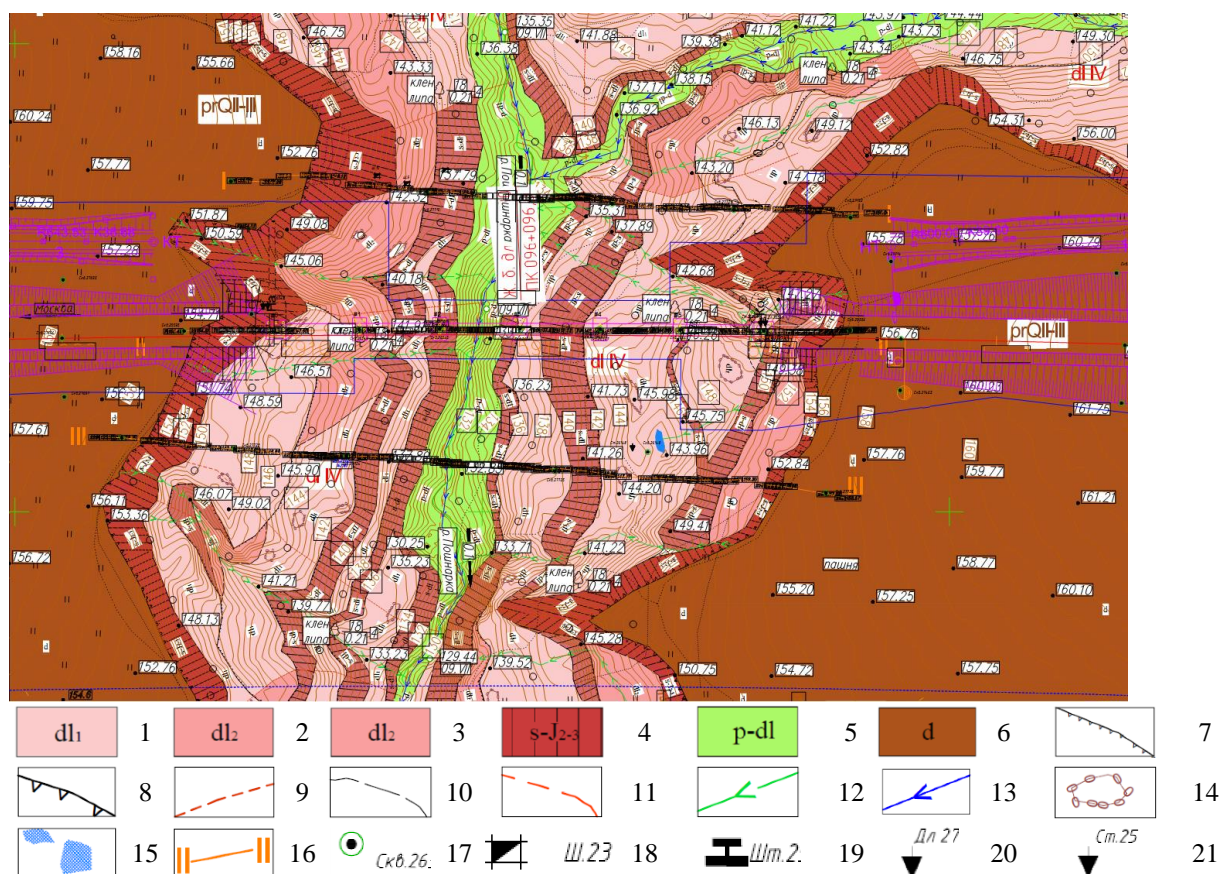


Рис. 2. Карта инженерно-геологических условий долины р. Пошнарка с геоморфологическими элементами М1:1000 и указанием расчетных сечений устойчивости склонов. Условные обозначения: Геоморфологические элементы зон: развития делясивных отложений (1–5): 1 – пологие и средней крутизны (1...15°) террасированные поверхности оползневых тел с бугристо-западинным микрорельефом; 2 – средней крутизны и крутые (15...25°, реже до 30°) поверхности оползневых тел с бугристо-западинным микрорельефом; 3 – стенки отрыва и транспортировки вторичных оползней в четвертичных отложениях. Крутые и очень крутые до 30...45° местами обрывистые поверхности (до 60°); 4 – пограничные стенки отрыва, с формированием инсеквентного среза в средне-верхнеюрских отложениях (J₂₋₃). Крутые и очень крутые (30...50°), местами обрывистые поверхности (до 60°); 5 – пологие и средней крутизны (5...20°) поверхности постоянных и временных водотоков на оползневых склонах, с активной донной и боковой эрозией; 6 – покровных отложений. Пологие и средней крутизны (1...10°) денудационно-аккумулятивные поверхности (делювиального генезиса). Микрорельеф преимущественно выровненный. Другие знаки: 7 – бровки срыва в четвертичных отложениях; 8 – бровки срыва в средне-верхнеюрских отложениях (J₂₋₃); 9 – гребни оползневые; 10 – тыловой шов и граница геоморфологических структур; 11 – линия базиса оползневой денудации; 12 – тальвег временных водотоков со слабо выработанными руслами; 13 – тальвег постоянных и временных водотоков с хорошо выработанным руслом; 14 – вал выпирания на оползневых ступенях и границах смежных структур; 15 – мо-чажина, выявленная на момент обследования; 16 – линия инженерно-геологического разреза и расчетного сечения; 17 – скважина на плане, ее номер; 18 – шурф на плане и его номер. Точки испытания грунтов и ее номер: 19 – штапом; 20 – dilatометром; 21 – статическим зондированием

Fig. 2. Map of engineering-geological conditions of the valley of the river Poshnarka with geomorphological elements M1:1000 and indication of calculated sections of slope stability. Legend: Geomorphological elements of zones: development of landslide deposits (1–5): 1 – flat and average steepness (1...15°) terraced surfaces of landslide bodies with a hummock-and-hollow microrelief; 2 – average steepness and steep (15...25°, less often up to 30°) surfaces of landslide bodies with a hummock-and-hollow microrelief; 3 – scarps in quaternary sediments. Steep and very steep to 30...45° sometimes steep surfaces (up to 60°); 4 – scarps in the middle-upper Jurassic sediments (J₂₋₃). Steep and very steep (30–50°), sometimes steep surfaces (up to 60°); 5 – gentle and medium steepness (5...20°) surfaces of permanent and temporary watercourses on landslide slopes, with active bottom and lateral erosion; 6 – cover deposits. Flat and medium steepness (1...10°) denudation-accumulative surfaces (deluvial genesis). The microrelief is predominantly aligned. Other signs: 7 – top in quaternary sediments; 8 – top in the middle-upper Jurassic sediments (J₂₋₃); 9 – landslide ridges; 10 – head and boundary of geomorphological structures; 11 – basis line of landslide denudation; 12 – thalweg of temporary streams with poorly developed channels; 13 – thalweg of permanent and temporary watercourses with a well-developed channel; 14 – ridges on landslide benches and boundaries of adjacent structures; 15 – swamp identified at the time of survey; 16 – line of engineering-geological section and design section; 17 – borehole on the plan, its number; 18 – pit on the plan and its number. Soil test points and its number: 19 – plate loading test; 20 – dilatometer; 21 – cone penetration test

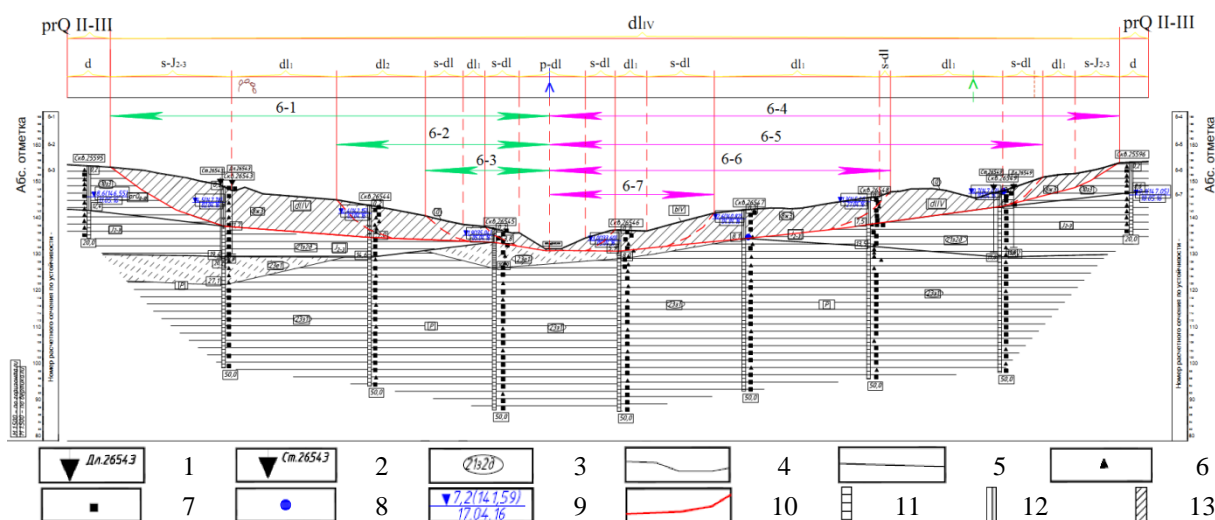


Рис. 3. Геологический разрез. Условные обозначения: Точка испытания грунтов и ее номер: 1 – дилатометром; 2 – статическим зондированием; 3 – номер инженерно-геологического элемента; 4 – граница инженерно-геологического элемента; 5 – стратиграфическая граница; 6 – образец грунта нарушенной структуры; 7 – образец грунта ненарушенной структуры; 8 – проба воды; 9 – установившийся уровень грунтовых вод, в числителе – глубина и абсолютная отметка, м, в знаменателе – дата замера; 10 – поверхность скольжения оползня. Консистенция глинистых грунтов: 11 – твердые, полутвердые; 12 – тугопластичные; 13 – мягкопластичные

Fig. 3. Geological section. Legend: Soil test point and its number: 1 – dilatometer; 2 – cone penetration test; 3 – number of engineering-geological unit; 4 – boundary of engineering-geological unit; 5 – stratigraphic boundary; 6 – disturbed soil sample; 7 – undisturbed soil sample; 8 – sample of water; 9 – ground water level, depth and absolute mark, m – in the numerator, the date of measurement – in the denominator; 10 – surface of rupture. Consistency of clay soils: 11 – very stiff, stiff; 12 – firm-stiff; 13 – soft-firm



Рис. 4. Ступенчатая структура поверхности оползневых тел на левом борту реки

Fig. 4. Step structure of the surface of landslides on the left side of the river



Рис. 5. Вторичная бровка срыва со стенкой отрыва (правый борт реки)

Fig. 5. Secondary of the break with the wall of separation (right side of the river)

На поверхности оползневого массива по обоим бортам отмечаются пересекающиеся в крест простирацию оползневых структур русла действующих на момент обследования (май 2017 г.) временных водотоков с дебитами более 0,1 л/с.

Оползневые отложения в водораздельных зонах подвержены вторичным инсеквентным деформациям. Поверхность склона имеет бугристо-западинный микрорельеф с отдельными валами выпирания на разных уровнях оползневых тел, а также протяженными до основания склона оползневыми гребнями. Количество оползневых ступеней со стороны двух бортов р. Пошнарки составляет от трех до пяти.

Деляписивные отложения представлены: глиной тяжелой полутвердой с примесью органических веществ 6,2 %, суглинком тугопластичным (табл. 1). Зональность распространения деляписивных отложений следующая: суглинки тугопластичные распространены преимущественно со стороны левого борта р. Пошнарки, а также в центральной части оползневого массива, глины полутвердые распространены по большей части со стороны правого борта реки. Мощность деляписивных отложений на склонах составляет от 3,7 до 11,7 м.

Таблица 1. Сводная характеристика инженерно-геологических элементов (III Э)
Table 1. Summary characteristics of engineering-geological units

Стратиграфо-генетический комплекс	Максимальная мощность ИГЭ, м	Минимальная мощность ИГЭ, м	Средняя мощность ИГЭ, м	Average thickness, m	Номер III Э	Описание грунтов Soil description	Инженерно-геологическая колонка Engineering geological column	Грунтовая вода Groundwater	Показатели характеристик грунтов для выделения инженерно-геологических элементов Indicators of soil characteristics for the allocation of engineering and geological units	Расчетные значения характеристик грунтов, рекомендуемые для проектирования оснований и фундаментов Calculated values of soil characteristics recommended for the design of foundations
bQ _{IV}	0,2	0,2	0,2	0,2	0	Почвенно-растительный слой с корнями трав, деревьев Soil-vegetable layer with roots of grasses, trees		Установившийся уровень зафиксирован на глубинах 0,7–1,1, 1,7 м. Сезонное колебание ±1,0 м Steady-state level was recorded at depths of 0,7–1,1, 1,7 m. Seasonal variation ±1,0 m	–	–
	9,0	1,9	6,2	6,2	8э2д	Глина тяжелая полутвердая бурая, с прослоями суглинка полутвердого, с содержанием органических веществ 6,2 % Fat clay stiff brown, with layers of Lean clay – stiff, with an organic content of 6,2 %				
	11,5	6,0	7,5	7,5	8ж3	Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный, бурый, с прослоями мягко-, текучеplastичного, супеси пластичной, глины тугопластичной Lean clay firm – stiff brown, with layers of very soft-firm, soft-firm, very soft-stiff silty clay, firm-stiff fat clay				
prQ _{II-III}	11,0	8,4	10,0	10,0	10э2	Глина легкая пылеватая полутвердая, бурая, местами ожелезненная, с единичными включениями древесины и щебня осадочных пород низкой прочности Clay stiff, brown, sometimes ferruginous, with single inclusions of crushed stone of the sedimentary rocks of low strength				
	12,2	5,6	9,1	9,1	10э3	Глина легкая пылеватая тугопластичная бурая с единичными включениями древесины очень низкой прочности Fat clay brown firm-stiff with single inclusions of fine gravel very low strength				
	13,8	2,6	8,6	8,6	21э2д	Глина легкая пылеватая полутвердая, серого цвета, с прослоями суглинка твердого, полутвердого и тугопластичного, с примесью органических веществ 5,0 % Fat clay stiff, gray, with layers of lean clay very stiff, stiff and firm-stiff, with an admixture of organic substances 5,0 %				
J _{2,3}	7,7	2,1	5,6	5,6	23е1	Супесь песчаная твердая, красная, с прослоями пластичной, суглинка твердого Silty clay very stiff, red, with layers of very soft-stiff lean clay				
P	42,0	17,3	26,7	26,7	23э1	Глина легкая пылеватая твердая красно-бурого цвета с прослоями полутвердой, местами с примесью органических веществ, с включениями древесины и мелкого щебня осадочных пород низкой средней прочности Fat clay very stiff red-brown with layers of stiff, sometimes with an admixture of organic substances, with inclusions of gravel and fine crushed sedimentary rocks of low average strength				

Основание склона подвержено активной боковой и донной эрозии реки, глубина эрозионного вреза от бровок примыкающих стенок отрыва составляет до 5 м. Глубина непосредственно эрозионного вреза реки от современных бровок русла составляет до 1,5 м.

Оползневой массив характеризуется как комбинированный, отнесен к оползням *сдвига* (подтип – инсеквентные), имеющего общую систему деформационных структур на склонах, в пределах каждого борта р. Пошнарки, а также оползням *вязкопластического* течения, приуроченным к пересекающим оползневой массив руслам временных водотоков (подтип оползней-потоки).

Оползневая поверхность сформирована на кровле юрских отложений, представленных глиной тяжелой полутвердой с примесью органических веществ более 5,0 %. В нижней части оползневого массива плоскость скольжения проходит по кровле пермских отложений, представленных супесью твердой консистенции. Поверхность скольжения находится ниже установившегося уровня грунтовых вод (под водой).

В целом оползневой массив находится в стадии временной стабилизации. Этому свидетельствует присутствие современных признаков деформаций: обрывистый характер пограничных бровок, активный размыв базиса денудации оползня, а также результаты расчетов устойчивости.

Источниками питания оползня водой служат поверхностные (дождевые и талые) и грунтовые воды. Установившийся уровень грунтовых вод зафиксирован на глубинах 0,7...11,7 м (абсолютные отметки 133,2...147,8 м). Сезонное колебание уровня грунтовых вод $\pm 1,0$ м.

Сейсмичность района по карте ОСР-2015-В (СП 14.13330.2018) составляет 6 баллов, приращение балльности в пределах площадки по данным сейсмического микрорайонирования до +0,5 балла.

Результаты

Расчеты устойчивости склонов выполнялись в программах GEO5 v.18 и Plaxis. Для расчетов выбирались наиболее характерные разрезы по линиям максимального уклона поверхности склонов. Положение расчетных сечений устойчивости склонов приведены на рис. 3.

Прочностные характеристики грунтов принимались по результатам сдвиговых испытаний методом «плашка по плашке» по подготовленной увлажненной поверхности. Нормативные и расчетные значения физических свойств, прочностных и деформационных характеристик глинистых грунтов приняты по лабораторным данным, с учетом полевых опытных испытаний грунтов.

Расчеты в программе GEO5 v.18 выполнены по заданной поверхности скольжения методами Сарма, Спенсера, Мергенштерна–Прайса, Янбу, Шахунянца. Данные методы применяются в случаях, когда откос сложен разнородными грунтами и смещение грунтовых масс происходит по известной полигональной произвольной поверхности. Предполагается, что эта поверхность (положение и очертание) уже установле-

на (как правило, совпадает с кровлей пермских и юрских отложений). Результаты расчетов приведены в табл. 2.

Таблица 2. Расчетные значения коэффициента устойчивости различными методами

Table 2. Calculated values of the stability coefficient by different methods

Номер расчетного сечения Number of the section	Методы расчета устойчивости Methods of calculation of stability				
	Сарма Sarma	Спенсера Spencer	Янбу Janbu	Мергенштерна– Прайса Morgenstern– Price	Шахунянца Shakhunyan
5-1	1,06	1,11	1,11	1,11	1,1
5-2	0,98	0,98	0,98	0,98	0,93
5-3	1,04	1,03	1,02	1,02	1,01
5-4	1,09	1,08	1,07	1,07	1,06
5-5	1,52	1,5	1,54	1,47	1,45
6-1	0,71	0,72	0,73	0,71	0,69
6-2	0,65	0,64	0,62	0,62	0,60
6-3	0,91	0,92	0,92	0,92	0,86
6-4	1,02	1,00	–	1,00	0,99
6-5	0,85	0,89	89	0,87	0,87
6-6	0,77	0,75	0,74	0,74	0,71
6-7	0,78	0,73	0,73	0,73	0,67
7-1	0,90	0,91	0,9	0,90	0,9
7-2	0,70	0,69	0,69	0,69	0,67
7-3	0,97	0,97	0,97	0,97	0,88
7-4	1,1	1,09	–	1,09	1,09
7-5	0,93	0,93	–	0,91	0,9
7-6	1,03	1,02	1	1	0,98

Как видно из таблицы, практически весь склон характеризуется как неустойчивый (Куст изменяется от 0,60 до 1,13), за исключением расчетного сечения 5-5, где склон устойчивый (Куст = 1,45 > 1,33) в статическом состоянии.

В программе Plaxis реализована процедура вычисления коэффициента устойчивости методом снижения параметров прочности грунта ϕ , с «с-phi reduction». Коэффициент устойчивости определяется отношением реального сопротивления грунта сдвигу к минимальному сопротивлению сдвигу, обеспечивающему предельное равновесие [24–28]. Графический вывод деформированного состояния расчетной области представлен на рис. 6 в виде полных перемещений.

Склон является неустойчивым в левобережной части разреза, на расстоянии 76 м от русла, коэффициент устойчивости, определенный по графику $\text{Sum-}Msf=f(U)$, равен 0,74, в остальной части разреза склон находится в предельно-устойчивом состоянии ($K_{уст} \leq 1$). При сезонном повышении уровня подземных вод на 1 м моделирование показало расширение зоны оползневых деформаций по левому борту до 107 м, по правому берегу реки до 10 м от русла.

Выводы

1. В статье приведена инженерно-геологическая оценка территории, представлена карта инженерно-геологических условий долины реки с элемен-

- тами геоморфологических таксонов М1:1000, расчеты устойчивости склонов. В целом инженерно-геологические условия площадки являются достаточно сложными, оба склона реки подвержены оползневому процессу. Имеются как древние, так и современные оползни.
- Основными причинами деформаций являются: слаболифитизированные юрские глины, слагающие весь склон; подземные воды, формирующиеся в пределах плато и разгружающиеся в

оползневые накопления, поддерживая в них высокую влажность.

- В качестве несущего слоя опор моста рекомендуется использовать слой пермских глинистых отложений с высокими физико-механическими характеристиками.

Исследование выполнено в Томском политехническом университете в рамках программы повышения конкурентоспособности Томского политехнического университета (средства ВИУ).

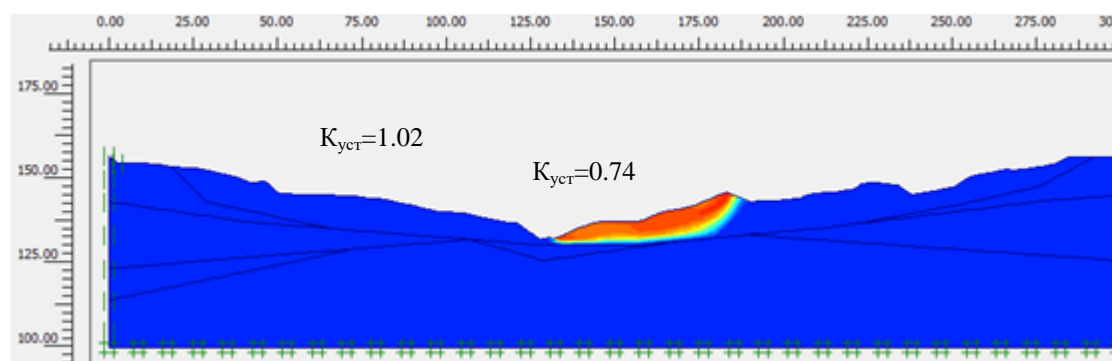


Рис. 6. Распределение общих перемещений по разрезу II-II

Fig. 6. Distribution of total displacements by section II-II

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Оползни Среднего и Нижнего Поволжья, и меры борьбы с ними / под ред. Е.В. Милановского, М.П. Семенова. – М.: Стройиздат, 1935. – 252 с.
- Золотарев Г.С. Генетические типы оползней, их развитие и изучение // Матер. сов. по изучению оползней и мер борьбы с ними. – Киев: Изд-во КГУ, 1964. – С. 165–170.
- Емельянова Е.П. Основные закономерности оползневых процессов. – М.: Недра, 1972. – 310 с.
- Голодковская Г.А. Геологическая история формирования оползневых склонов Горьковского-Чебоксарского правобережья р. Волги и их инженерно-геологическая характеристика: автореф. дис... канд. геол.-минер. наук. – М., 1958. – 16 с.
- Оползни и устойчивость склонов. Библиографический указатель. – М.: Геоинформмарк, 2010. – 528 с.
- Characteristics of rainfall-induced landslides in Miocene formations: a case study of the Shenmu watershed, Central Taiwan / S.-C. Chen, H.-T. Chou, S.-C. Chen, C.-H. Wu, B.-S. Lin // Engineering Geology. – 2014. – V. 169. – P. 133–146. DOI: 10.1016/j.enggeo.2013.11.020
- Fan L., Lehmann P., Or D. Effects of soil spatial variability at the hillslope and catchment scales on characteristics of rainfall-induced landslides // Water Resources Research. – 2016. – V. 52 (3) – P. 1781–1799. DOI: 10.1002/2015WR017758. URL: [http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/\(ISSN\)1944-7973](http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/(ISSN)1944-7973) (дата обращения 12.10.2019).
- Sensitivity of rainstorm-triggered shallow mass movements on gully slopes to topographical factors on the Chinese Loess Plateau / W.-Z. Guo, L. Luo, W.-L. Wang, Z.-Y. Liu, Z.-X. Chen, H.-L. Kang, B. Yang // Geomorphology. – 2019. – V. 337. – P. 69–78. DOI: 10.1016/j.geomorph.2019.04.006. URL: www.elsevier.com/locate/geomorph (дата обращения 12.10.2019).
- Minder J.R., Roe G.H., Montgomery D.R. Spatial patterns of rainfall and shallow landslide susceptibility // Water Resources Research. – 2009. – V. 45 (4). – Article no. W04419. DOI: 10.1029/2008WR007027.
- Cruden D.M., Varnes D.J. Landslide types and processes // Special Report – National Research Council, Transportation Research Board. – 1996. – V. 247. – P. 36–75.
- Dai F.C., Lee C.F. Landslide characteristics and slope instability modeling using GIS, Lantau Island, Hong Kong // Geomorphology. – 2002. – V. 42 (3–4). – P. 213–228. DOI: 10.1016/S0169-555X(01)00087-3. URL: www.elsevier.com/locate/geomorph (дата обращения 12.10.2019).
- Distribution of landslides in the Upper Tiber River basin, central Italy / F. Guzzetti, F. Ardizzone, M. Cardinali, M. Galli, P. Reichenbach, M. Rossi // Geomorphology. – 2008. – V. 96 (1–2). – P. 105–122. DOI: 10.1016/j.geomorph.2007.07.015.
- Keefer D.K., Larsen M.C. Assessing landslide hazards // Science. – 2007. – V. 316 (5828). – P. 1136–1138. DOI: 10.1126/science.1143308.
- Evaluating factors for controlling sediment connectivity of landslide materials: a flume experiment / H.S. Kharismalatri, Y. Ishikawa, T. Gomi, R.C. Sidle, K. Shiraki // Water (Switzerland). – 2017. – V. 11 (1). – Article no. 17. DOI: 10.3390/w11010017. URL: <https://www.mdpi.com/2073-4441/11/1/17/pdf> (дата обращения 12.10.2019).
- Landslides on the Loess Plateau of China: a latest statistics together with a close look / X.-Z. Xu, W.-Z. Guo, Y.-K. Liu, J.-Z. Ma, W.-L. Wang, H.-W. Zhang, H. Gao // Natural Hazards. – 2017. – V. 86 (3). – P. 1393–1403. DOI: 10.1007/s11069-016-2738-6. URL: www.wkap.nl/journalhome.htm/0921-030X (дата обращения 12.10.2019).
- Experimental studies of soil base deformations under the mode of flexible bottom of steel vertical tanks / R.A. Mangushev, V.V. Konyushkov, R.A. Usmanov, V.M. Kirillov // Geotechnics Fundamentals and Applications in Construction: New Materials, Structures, Technologies and Calculations. Proceedings of the International Conference. – St-Petersburg, 2019. – P. 165–171.
- Конюшков В.В., Веселов А.А., Кондратьева Л.Н. Комплексный анализ результатов инженерных изысканий для проектирования, строительства и эксплуатации сооружений на территориях со склоновыми процессами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 11. – С. 111–125.
- Short-term forecast of landslide processes development using the method of engineering-geological analogy on the territory of Innopolis city (Russia) / N. Zharkova, A. Latypov, I. Nuriev, G. Chernykhuk // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. – Albena, Bulgaria, 2015. – V. 2 (1). – P. 649–656.

19. Voznesenskii E.A., Latypov A., Zharkova N. Seismic fluidification of soil in the bed of the Kazanskaya Riviera Tower // *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. – 2016. – V. 53. – Iss. 4. – P. 257–263.
20. Ильин В.В., Сахаров В.А. Расчет устойчивости склонов на участках строительства объектов спортивно-туристического комплекса «Горный воздух» (гора Большевик, г. Южно-Сахалинск) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 208–216.
21. Мониторинг переноса придонного потока осадков в прибрежно-морской зоне шельфа для выявления основных параметров моделей состояния экосистем / В.В. Ильин, В.А. Мелкий, А.А. Верхотуров, А.А. Гальцев, О.М. Зарипов, Д.В. Долгополов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2016. – Т. 327. – № 1. – С. 105–115.
22. Результаты исследований природных условий и инженерно-геологического строения долины реки Большая Александровка (о. Сахалин) / В.А. Мелкий, В.В. Ильин, В.М. Пищальник, В.А. Сахаров, Н.С. Семенов, С.М. Первухин, А.А. Верхотуров, Я.П. Белянина, И.В. Еременко, О.М. Зарипов, А.А. Гальцев // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2015. – Т. 326. – № 11. – С. 6–19.
23. Сахаровский А.В. и др. Технический отчет по инженерно-геологическим и геотехническим изысканиям. ВСМ Участок 573–630 км (Республика Чувашия). – Новосибирск: Сибгипротранс, 2018. – 135 с.
24. Строкова Л.А., Ермолаева А.В. Районирование территории по степени опасности оседания земной поверхности при проектировании магистрального газопровода в южной Якутии // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2016. – Т. 327. – №10. – С. 59–68.
25. Строкова Л.А., Елифанова Е.А., Коржнева Т.Г. Численный анализ поведения основания опоры моста на старой железнодорожной линии // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 5. – С. 125–139.
26. Strokova L.A., Teterin E.A. Identification, diagnosis and ranking of risks of geohazard in pipeline and urbanized territories // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2016. – V. 43. – 6 p. DOI: 10.1088/1755-1315/43/1/012051.
27. Strokova L.A., Ermolaeva A.V., Golubeva V.V. The investigation of dangerous geological processes resulting in land subsidence while designing the main gas pipeline in South Yakutia // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2016. – № 43. – 6 p. DOI: 10.1088/1755-1315/43/1/012049.
28. Строкова Л.А., Ермолаева А.В. Природные особенности строительства участка газопровода «Сила Сибири» на участке Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение – Ленск // *Известия Томского политехнического университета*. – 2015. – Т. 326. – № 4. – С. 41–55.

Поступила 17.10.2019 г.

Информация об авторах

Сахаровский А.В., главный геолог, ОАО «Сибгипротранс».

Строкова Л.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 624.131

DETERMINING LANDSLIDE SLOPE STABILITY WHEN DESIGNING A BRIDGE OVER THE RIVER POSHNARKA IN THE CHUVASH REPUBLIC

Aleksandr V. Sakharovsky¹,
sakharovskiy_sgt@bk.ru

Lyudmila A. Strokova²,
sla@tpu.ru

¹ OAO «Sibgiprottrans»,
15, Vokzalnaya avenue, Novosibirsk, 630099, Russia.

² National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The study is relevant due to the landsliding which lead to emergencies with the threat of building destruction, land use, and human safety. Special difficulties in the study of landslides are caused by forecasting the activation of landsliding.

The aim of the study is to assess the engineering-geological and hydrogeological conditions at the site of the bridge crossing and forecast the development of the landslide process on the slopes using FEM modeling.

Object of the study is the geological medium of the area of the designed bridge within the Volga upland. The paper considers the main factors influencing the development of landslide: geomorphological and tectonic conditions; lithological composition; physical and mechanical properties of soils, hydrological and hydrogeological conditions of the area.

Methods: brief review of the literature; analysis of information obtained from the funds of the survey company, calculation of slope stability, modeling of the behavior of the soil massif FEM.

The results. We considered the main factors of the landslide process of this territory and calculated the stability of slopes on dangerous sections by various methods. The slope is unstable in general. The simulation showed the expansion of landslide deformation zone on the left side to 107 m, on the right bank of the river to 10 m from the bed with a seasonal increase in the level of groundwater.

Summary. The main causes of deformation are: weakly lithified Jurassic clay, composing the entire slope; groundwater formed within the plateau and discharged into landslide accumulations, maintaining high moisture in them. It is recommended to use a layer of Permian clay deposits with high physical and mechanical characteristics as a bearing layer for bridge supports.

Key words:

Engineering and geological conditions, regional factors, soil, landslide, slope stability assessment, simulation model.

The research was carried out at Tomsk Polytechnic University within the Program of Tomsk Polytechnic University Competitiveness Enhancement (VIU funds).

REFERENCES

1. *Opolzni Srednego i Nizhnego Povolzhya i mery borby s nimi* [Landslides of the Middle and Lower Volga region and measures to combat them]. Ed. by E.V. Milanovskiy, M.P. Semenov. Moscow, Stroyizdat Publ., 1935. 252 p.
2. Zolotarev G.S. Geneticheskie tipy opolznei, ikh razvitiye i izucheniye [Genetic types of landslides, their development and study]. *Materialy soveshchaniya po izucheniyu opolznei i mer borby s nimi* [Proc. of the meeting on the study of landslides and landslide control measures]. Kiev, KGU Publ., 1964. pp. 165–170.
3. Emelyanova E.P. *Osnovnye zakonomernosti opolznevykh protsessov* [The main regularities of landslide processes]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 310 p.
4. Golodkovskaya G.A. *Geologicheskaya istoriya formirovaniya opolznevykh sklonov Gorkovsko-Cheboksarskogo pravoberezhya r. Volgi i ikh inzhenerno-geologicheskaya kharakteristika*. Dis. Kand. nauk [Geological history of formation of landslide slopes of the Gorky-Cheboksary right Bank of the Volga river and their engineering-geological characteristics. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 1958. 16 p.
5. *Opolzni i ustoychivost sklonov. Bibliograficheskiy ukazatel* [Landslides and slope stability. Bibliographic index]. Moscow, Geoinformmark Publ., 2010. 528 p.
6. Chen S.-C., Chou H.-T., Chen S.-C., Wu C.-H., Lin B.-S. Characteristics of rainfall-induced landslides in Miocene formations: a case study of the Shenmu watershed, Central Taiwan *Engineering Geology*, 2014, vol. 169, pp. 133–146. DOI: 10.1016/j.enggeo.2013.11.020
7. Fan L., Lehmann P., Or D. Effects of soil spatial variability at the hillslope and catchment scales on characteristics of rainfall-induced landslides. *Water Resources Research*, 2016, vol. 52 (3), pp. 1781–1799. DOI: 10.1002/2015WR017758 Available at: [http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/\(ISSN\)1944-7973](http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/(ISSN)1944-7973) (accessed 12 October 2019).
8. Guo W.-Z., Luo L., Wang W.-L., Liu Z.-Y., Chen Z.-X., Kang H.-L., Yang B. Sensitivity of rainstorm-triggered shallow mass movements on gully slopes to topographical factors on the Chinese Loess Plateau. *Geomorphology*, 2019, vol. 337, pp. 69–78. DOI: 10.1016/j.geomorph.2019.04.006. Available at: www.elsevier.com/inca/publications/store/5/0/3/3/4/ (accessed 12 October 2019).
9. Minder J.R., Roe G.H., Montgomery D.R. Spatial patterns of rainfall and shallow landslide susceptibility. *Water Resources Research*, 2009, vol. 45 (4), article no. W04419. DOI: 10.1029/2008WR007027
10. Cruden D.M., Varnes D.J. Landslide types and processes. *Special Report – National Research Council, Transportation Research Board*, 1996, vol. 247, pp. 36–75.
11. Dai F.C., Lee C.F. Landslide characteristics and slope instability modeling using GIS, Lantau Island, Hong Kong. *Geomorphology*, 2002, vol. 42 (3–4), pp. 213–228. DOI: 10.1016/S0169-555X(01)00087-3. Available at: www.elsevier.com/inca/publications/store/5/0/3/3/4/ (accessed 12 October 2019).
12. Guzzetti F., Ardizzone F., Cardinali M., Galli M., Reichenbach P., Rossi M. Distribution of landslides in the Upper Tiber River basin, central Italy. *Geomorphology*, 2008, vol. 96 (1–2), pp. 105–122. DOI: 10.1016/j.geomorph.2007.07.015

13. Keefer D.K., Larsen M.C. Assessing landslide hazards. *Science*, 2007, vol. 316 (5828), pp. 1136–1138. DOI: 10.1126/science.1143308
14. Kharismalatri H.S., Ishikawa Y., Gomi T., Sidle R.C., Shiraki K. Evaluating factors for controlling sediment connectivity of landslide materials: a flume experiment. *Water (Switzerland)*, 2018, vol. 11 (1), article no. 17. DOI: 10.3390/w11010017 Available at: <https://www.mdpi.com/2073-4441/11/1/17/pdf> (accessed 12 October 2019).
15. Xu X.-Z., Guo W.-Z., Liu Y.-K., Ma J.-Z., Wang W.-L., Zhang H.-W., Gao H. Landslides on the Loess Plateau of China: a latest statistics together with a close look. *Natural Hazards*, 2017, vol. 86 (3), pp. 1393–1403. DOI: 10.1007/s11069-016-2738-6. Available at: www.wkap.nl/journalhome.htm/0921-030X (accessed 12 October 2019).
16. Mangushev R.A., Konyushkov V.V., Usmanov R.A., Kirillov V.M. Experimental studies of soil base deformations under the mode of flexible bottom of steel vertical tanks. *Geotechnics Fundamentals and Applications in Construction: New Materials, Structures, Technologies and Calculations. Proc. of the International Conference*. – St-Petersburg, 2019. pp. 165–171.
17. Konyushkov V.V., Veselov A.A., Kondratyeva L.N. Comprehensive analysis of the results of engineering surveys for design, construction and exploitation of structures in the areas with landslide processes. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 11, pp. 111–125. In Rus.
18. Zharkova N., Latypov A., Nuriev I., Cherniyukh G. Short-term forecast of landslide processes development using the method of engineering-geological analogy on the territory of Innopolis city (Russia). *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. Albena, Bulgaria, 2015. Vol. 2, no. 1, pp. 649–656.
19. Voznesenskii E. A., Latypov A., Zharkova N. Seismic fluidification of soil in the bed of the Kazanskaya Riviera Tower. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 2016, vol. 53, no. 4, pp. 257–263.
20. Ilin V.V., Sakharov V.A. Calculation of stability of slopes in the areas of construction of sports and tourist complex «Gorny Vozdukh» (Mountain Bolshevik, Yuzhno-Sakhalinsk). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 4, pp. 208–216. In Rus.
21. Ilin V.V., Melkiy V.A., Verkhoturov A.A., Zaripov O.M., Dolgoplov D.V. Monitoring of transfer of the near-bottom flow of the sediments in coastal zone of the shelf to identify the main parameters of the models of the ecosystems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 1, pp. 105–115. In Rus.
22. Melkiy V.A., Ilin V.V., Pishchalnik V.M., Zaripov O.M., Galtsev A.A. Results of studies of natural conditions and engineering-geological structure of the valley of the River Bolshaya Aleksandrovka (Sakhalin Island). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, vol. 326, no. 11, pp. 6–19. In Rus.
23. Sakharovsky A.V. *Tekhnicheskii otchet po inzhenerno-geologicheskim i geotekhnicheskim izyskaniyam. VSM Uchastok 573–630 km (Respublika Chuvashija)* [Technical report on engineering-geological and geotechnical surveys. VSM Section 573–630 km (Republic of Chuvashia)]. Novosibirsk, Sibiprotans Publ., 2018. 135 p.
24. Strokova L.A., Ermolaeva A.V. Zoning according to the hazard level of earth surface subsidence when designing the main gas pipeline in south Yakutia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 10, pp. 59–68. In Rus.
25. Strokova L.A., Epifanova E.A., Korzhneva T.G. Numerical analysis of bridge foundation behaviour on the old railway line. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 5, pp. 125–139. In Rus.
26. Strokova L.A., Teterin E. A. Identification, diagnosis and ranking of risks of geohazard in pipeline and urbanized territories. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, no. 012051. DOI: 10.1088/1755-1315/43/1/012051.
27. Strokova L.A., Ermolaeva A.V., Golubeva V.V. The Investigation of Dangerous Geological Processes Resulting In Land Subsidence While Designing the Main Gas Pipeline in South Yakutia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, 6 p. DOI: 10.1088/1755-1315/43/1/012049.
28. Strokova L.A., Ermolaeva A.V. Natural features of construction of the main gas pipeline «The Power of Siberia» on a site Chayandinskoye oil and gas field – Lensk. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 4, pp. 41–55. In Rus.

Received: 17 October 2019.

Information about the authors

Aleksandr V. Sakharovsky, chief geologist, OAO «Sibiprotans».

Lyudmila A. Strokova, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.026

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ВНЕЦЕНТРЕННЫМИ УДАРНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ ПРИ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ

Нескоромных Вячеслав Васильевич¹,
sovair@bk.ru

Головченко Антон Евгеньевич¹,
antong77@yandex.ru

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью поисков путей увеличения предельной глубины бурения скважин ударно-вращательным способом и повышения его производительности.

Цель: установление факта роста производительности процесса ударно-вращательного бурения через повышение механической скорости бурения скважин при увеличении эксцентриситета приложения удара; установление основных зависимостей механической скорости бурения и углубления за оборот как откликов системы «бурение» от величин осевой нагрузки, частоты вращения и эксцентриситета приложения ударных импульсов; обоснование расширения диапазона эффективного разрушения пластичных горных пород.

Объект: механизм разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами.

Методы: постановка и описание эксперимента по разрушению горных пород внецентренными ударными импульсами с использованием в качестве генератора внецентренных ударных импульсов высокочастотного гидроударника ГВ-6; измерение полученных в ходе эксперимента эмпирических данных; статистическая обработка полученных экспериментальных данных для установления усреднённых значений откликов системы; обработка полученных данных по методу полного факторного эксперимента, нахождение математических моделей механической скорости бурения и углубления за один оборот в зависимости от величин осевой нагрузки и частоты вращения и их графическая интерпретация; анализ полученных эмпирическими методами данных, формирование основных выводов по результатам проведённого исследования.

Результаты. Установлен факт роста производительности процесса ударно-вращательного бурения путём фиксации факта повышения механической скорости бурения при увеличении эксцентриситета приложения удара в диапазоне 0–2 миллиметра. Определён характер изменения откликов системы «углубление за оборот, механическая скорость бурения» при изменении режимных параметров бурения и эксцентриситета приложения ударных импульсов.

Ключевые слова:

Бурение, эксцентриситет, производительность, углубление за один оборот, эксперимент, разрушение, горная порода.

Введение

Ударно-вращательное бурение – проверенный, перспективный и развивающийся высокопроизводительный метод проходки скважин в породах широкого диапазона твердости, в особенности твёрдых и очень твёрдых. Целевое назначение таких скважин может быть различным – от бурения неглубоких технических скважин до геологоразведочных, глубина которых достигает четвёртого десятка метров [1–8]. Но, несмотря на высокую по отношению к традиционному вращательному бурению производительность процесса разрушения горных пород на забое скважины, практическое применение ударно-вращательного бурения ограничено ввиду малой предельной глубины буримых скважин. Данное ограничение обусловлено параметрами серийно выпускаемых на данный момент компрессоров высокого давления – их технические характеристики не обеспечивают вынос шлама с забоя скважин, глубиной свыше первых метров четвёртой сотни [9–13].

Одним из методов повышения производительности процесса разрушения горных пород на забое скважины, а вместе с тем и предельной глубины бурения ударно-вращательным способом является изменение механизма разрушения горных пород, достигаемое путём

нанесения по породоразрушающему инструменту не центральных, а внецентренных ударных импульсов. Нанесение ударных импульсов с эксцентриситетом приводит к возникновению тангенциальных сдвиговых ударных усилий в плоскости забоя скважины, что оказывает влияние на объёмы разрушения горных пород, в особенности расширяя диапазон эффективного использования ударно-вращательного бурения пластичных горных пород, в которых формируемая тангенциальная составляющая ударного импульса реализуется наиболее продуктивно.

Разрушение горных пород в условиях ударно-вращательного бурения является сложным многофакторным параметром, реализуется главным образом с помощью осевого удара высокой энергии, величины частоты вращения при этом сравнительно малы и обеспечивают в большей мере перемещение породоразрушающих элементов по забою скважины, а с помощью осевой нагрузки предотвращается отскакивание долота от забоя скважины [14–16].

Одним из главных комплексных параметров процесса бурения, позволяющих оценить эффективность его проведение, является механическая скорость бурения, численно равная произведению углубления за один оборот породоразрушающего инструмента и его частоты вращения [17]:

$$v_m = h_{об} \cdot \omega.$$

За один оборот забой скважины углубится за величину $h_{об}$, определяемую как

$$h_{об} = \frac{F_{л} \cdot Z}{F_{заб}},$$

где $F_{л}$ – объём лунки разрушения, $м^3$; $F_{заб}$ – площадь забоя скважины, $м^2$; Z – число радиальных резцов на торце породоразрушающего инструмента.

Энергия удара может быть представлена в следующем виде:

$$A \geq F_{л} \cdot q,$$

где q – удельная энергоёмкость разрушения породы, $Дж/м^3$.

Таким образом, выражение для определения механической скорости бурения имеет вид:

$$v_m = \frac{A \cdot Z \cdot \omega}{q \cdot F_{заб}}.$$

Согласно полученной зависимости, механическая скорость бурения ударно-вращательным способом прямо пропорциональна энергии и частоте ударных импульсов, передаваемых забоем скважины, но обратно пропорциональна энергоёмкости разрушения горной породы и площади забоя скважины.

Механизм разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами

При разрушении горных пород центральным ударом под породоразрушающими вставками реализуются нормальные перпендикулярные к плоскости забоя напряжения, разрушение пород производится путём смятия и дробления ударами высокой энергии, а тангенциальные сдвиговые усилия в силу симметричности удара компенсируют друг друга. В то же время при нанесении удара с некоторым эксцентризмом меняется механизм разрушения горной породы – удар становится несимметричным относительно породоразрушающего инструмента, вследствие чего тангенциальные сдвиговые усилия на породоразрушающих вставках перестают компенсировать друг друга, приводя к смещению резцов вдоль забоя скважины и формированию тангенциальных сдвиговых усилий, действующих в плоскости забоя, дополняя нормальные.

На основе теории Ж.В. Буссинеска получены зависимости для расчёта нормальных и касательных напряжений под породоразрушающими вставками при внецентренном ударе согласно схеме на рис. 1:

$$\sigma_i = \frac{3 \cdot Q \cdot \cos^2 \Psi_i \cdot \cos^2 \Delta}{2 \cdot \pi \cdot r_i^2},$$

$$\tau_i = \frac{3 \cdot Q \cdot \cos^2 \Psi_i \cdot \cos \Delta \cdot \sin \Delta}{2 \cdot \pi \cdot r_i^2},$$

где i – номер породоразрушающей вставки, определяющий значение r_i и Ψ_i .

Согласно представленным формулам, очевидно, что при нанесении внецентренного удара напряжения под породоразрушающими вставками будут не равны,

принимая максимальные значения со стороны приложения удара и минимальные в противоположной точке нанесения удара стороне. При этом также важно отметить, что в сравнении с уровнем напряжений под породоразрушающими вставками при центральном ударе (где все напряжения равны между собой) при внецентренном нанесении удара максимальные напряжения значительно выше, а минимальные существенно ниже среднего, установившегося при центральном ударе уровня напряжений под породоразрушающими вставками. Формируемые при нанесении внецентренного ударного импульса тангенциальные ударные усилия оказывают влияние на форму и объёмы лунок разрушения, а также обеспечивают отделение частей массива горных пород, которые испытывали разрушающее воздействие, разделены трещинами, но удерживаются в лунках разрушения силами внутренних связей породы. Таким образом, появление отклоняющей силы, которая действует в плоскости забоя в момент нанесения внецентренного удара и внедрения резцов в породу, приводит к повышению производительности процесса разрушения горных пород на забое скважины [18].

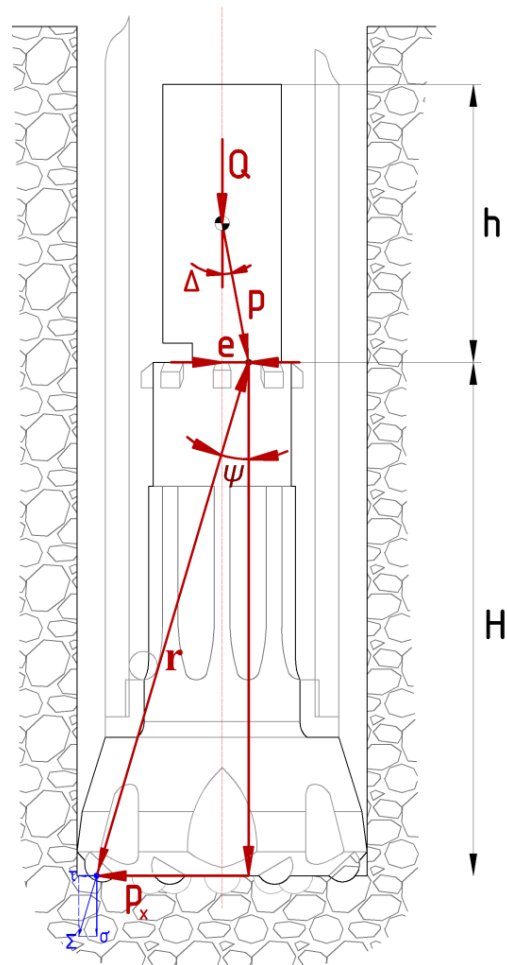


Рис. 1. Схема передачи ударных импульсов и создания напряжений под породоразрушающими вставками при точечном ударе

Fig. 1. Scheme of the transfer of impact pulses and creation of stresses under the picks with a point impact

Также необходимо отметить факт снижения силы удара при росте величины эксцентриситета приложения ударного импульса (рис. 1):

$$P = Q \cdot \cos \Delta = \frac{Q \cdot h}{2 \cdot \sqrt{e^2 + \left(\frac{h}{2}\right)^2}},$$

где Q – сила удара, Н; h – высота ударника, м; e – эксцентриситет приложения удара.

Тангенциальное усилие, действующее в плоскости торца породоразрушающего инструмента вследствие нанесения внецентренного ударного импульса и неравенства тангенциальных сдвиговых усилий на породоразрушающих элементах, растёт при увеличении эксцентриситета приложения удара:

$$P_x = \frac{2 \cdot P \cdot e}{\sqrt{4 \cdot e^2 + H^2}} = \frac{Q \cdot e}{\sqrt{(4 \cdot e^2 + H^2) \left(e^2 + \frac{h^2}{4}\right)}} \approx \frac{P \cdot e}{H},$$

где H – высота породоразрушающего инструмента, м.

Согласно полученной зависимости, величина отклоняющей силы прямо пропорциональна силе удара и эксцентриситету приложения ударного импульса, при этом обратно пропорциональна высоте породоразрушающего инструмента (кратчайшему расстоянию от точки приложения внецентренного ударного импульса до забоя скважины). Следовательно, наиболее эффективное применение механизма разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами возможно в условиях пневмоударного бурения, имеющего значительно большую энергию удара по отношению к гидроударному бурению, а также меньшее расстояние от точки его приложения до забоя скважины.

Графическая интерпретация величин силы удара и тангенциального усилия в зависимости от величины эксцентриситета приложения удара представлена на рис. 2.

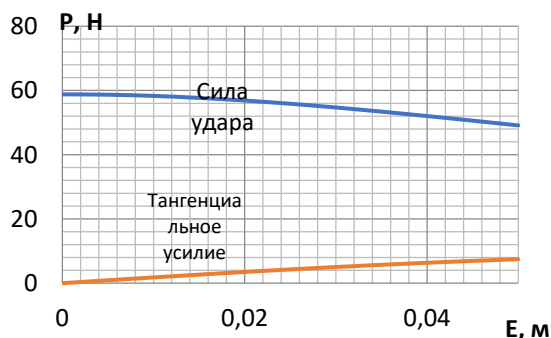


Рис. 2. Зависимость силы удара и тангенциального усилия на породоразрушающих вставках от величины эксцентриситета приложения удара при следующих параметрах ударной системы: вес ударника $Q=58,8$ Н, высота ударника $h=0,152$ м, высота породоразрушающего инструмента $H=0,65$ м

Fig. 2. Dependence of the impact force and the tangential force on the value of the eccentricity of impact application with the following parameters of the impact system: impactor weight $Q=58,8$ N, impactor height $h=0,152$ m, height of the rock-breaking tool $H=0,65$ m

Степень исследованности механизма внецентренного разрушения горных пород

На данный момент известно несколько экспериментальных исследований, каждое из которых чётко указывает на повышение производительности процесса разрушения горных пород при смещении точки нанесения удара от соосного положения на некоторое расстояние. Причём для различных параметров ударной системы и различных физико-механических свойств разрушаемых горных пород оптимальные величины эксцентриситета (смещения от соосного расположения) приложения удара будут различаться.

Так, например, известны результаты стендовых испытаний разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами при нанесении единичных ударов (рис. 3). Испытанию подвергались мрамор (имеющий твёрдость 765 МПа и коэффициент пластичности 3,3) и гранодиорит (с твёрдостью 2 489 МПа и коэффициентом пластичности 1,1). Удар наносился с двумя уровнями энергии – 0,17 и 0,2 кДж, величина эксцентриситета его приложения варьировалась в диапазоне от 0 до 42 мм, долото снабжено восьмью породоразрушающими вставками с полусферической рабочей поверхностью из сплава ВК и имеет диаметр 90 мм [18].

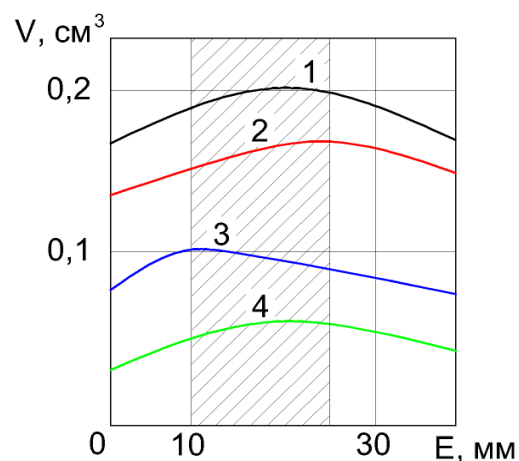


Рис. 3. Зависимости объёма разрушения мрамора – линии 1, 3 и гранодиорита – линии 2, 4 от эксцентриситета приложения ударов при энергии удара 0,2 кДж (две верхние линии) и 0,17 кДж (две нижние линии) [18]

Fig. 3. Dependence of the marble destruction volume – lines 1, 3 and granodiorite – lines 2, 4 on the eccentricity of impact application at impact energy of 0,2 kJ (two upper lines) and 0,17 kJ (two lower lines) [18]

Представленные графики свидетельствуют о том, что для каждой конкретной практической ситуации (совокупность геологических факторов и технических характеристик ударной системы) существует определённая величина эксцентриситета приложения внецентренного ударного импульса, которая приведёт к максимальному приросту объёма разрушения горной породы. Также, по представленным зависимостям объёмов разрушения горных пород от эксцентриситета приложения удара, можно отметить, что с увели-

чением энергии единичного удара оптимальная величина эксцентриситета также увеличивается.

Также известны результаты опытного бурения на стенде с наложением внецентренных ударных импульсов при гидроударном бурении алмазными коронками долерита и мрамора, где отмечен рост производительности бурения при определённых, в интервале от 1 до 3 мм, величинах эксцентриситета приложения удара [19].

Проведённые испытания разрушения долерита показали, что максимальные значения механической скорости бурения при всех значениях эксцентриситета приложения удара (в эксперименте реализовывались ударные импульсы с величиной эксцентриситета 0; 2,4; 6,8; 11 мм) были достигнуты при наибольшем значении частоты вращения породоразрушающего инструмента. При этом максимальная интенсивность роста механической скорости (являющейся комплексным показателем производительности процесса разрушения горных пород) наблюдалась при увеличении эксцентриситета приложения удара от 0 (центральный удар) до 2,4 мм. При испытании менее прочного и более пластичного мрамора получены аналогичные результаты.

Методика проведения эксперимента и обработки экспериментальных данных

Опытное исследование разрушения горных пород производилось на буровом стенде (рис. 4). К основным узлам, комплектующим стенд, относятся: буровой станок СКБ-4, установленный на эстакаде высотой около двух метров и оборудованный прибором ИСБ для измерения механической скорости бурения; насос буровой НБ-3, обеспечивающий подачу промывочной жидкости в диапазоне от 15 до 120 л/мин; устройство фиксации блока буримой горной породы размером 0,7×0,7×0,7 м; зумпф.

В рамках эксперимента производилось бурение интервала l_b , составляющего 0,01 м с измерением затраченного на этот процесс времени t . Измерение производилось вручную механическим секундомером второго класса точности «Агат». Количество подаваемой в ходе эксперимента промывочной жидкости – воды – оставалось неизменным – 70 л/мин.

Компоновка для экспериментального исследования бурения интервала 0,01 м мрамора и долерита включала в себя трёхшарошечное долото 3Ш-59-К-ЦА в качестве породоразрушающего инструмента и высокочастотный гидроударник ГВ-6 [20]. Эксцентриситет приложения удара в 1 и 2 мм обеспечивался модификацией торца ударника путём удаления определённой части его нижнего торца (рис. 5).

Обработка результатов опытного исследования разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами в условиях ударно-вращательного бурения скважин выполнялась по плану полного факторного эксперимента. В соответствии с ним для реализации всех возможных комбинаций уровней факторов общее минимальное количество опытов равно $N=2^k$, где k – число факторов. В приведённом опыте в качестве факторов приняты два параметра режима

бурения: частота вращения бурового снаряда ω , осевая нагрузка P_{oc} , соответственно число необходимых опытов равно четырём. Для того чтобы факторный эксперимент считался полным, в нём должны быть учтены все возможные комбинации на двух уровнях.

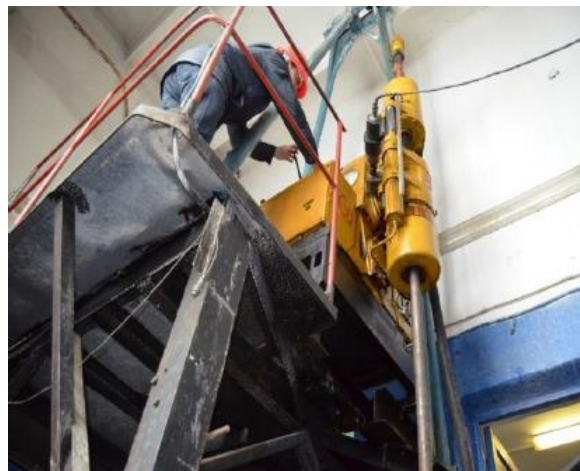


Рис. 4. Стенд для проведения экспериментальных работ на базе станка СКБ-4

Fig. 4. Stand for experimental work on the basis of the SKB-4 drill rig



Рис. 5. Модифицированный ударник для нанесения внецентренного ударного импульса

Fig. 5. Modified impactor for applying an eccentric impact pulse

При проведении исследований непосредственно фиксируемым показателем являлась скорость бурения блока горной породы на интервале длиной 0,01 м. В качестве откликов системы приняты величины механической скорости бурения v_m (1) и углубления за один оборот $h_{об}$ (2). План экспериментальных работ представлен в табл. 1.

$$v_m = \frac{36 \cdot l_b}{t} \text{ м/ч}, \quad (1)$$

$$h_{об} = \frac{v_m}{60 \cdot \omega} \text{ м}. \quad (2)$$

Таблица 1. План экспериментальных работ

Table 1. Plan of experimental work

Номер опыта Experiment number	Значения факторов в кодовых обозначениях Factor values in code notation				Отклики Feedback	
	B_0	P_{oc}	ω	ωP_{oc}	v_m	$h_{об}$
1	+	–	–	+	–	–
2	+	–	+	–	–	–
3	+	+	–	–	–	–
4	+	+	+	+	–	–

Факторами, наиболее значительно влияющими на процесс бурения, являются основные режимные параметры – осевая нагрузка P_{oc} , даН, фиксируемая на уровнях 800 и 1200 даН, и частота вращения ω , мин^{–1}, фиксируемая при значениях 155 и 390 мин^{–1}. Так как для проведения эксперимента выбрано два фактора, число опытов, необходимое для его проведения, – 4. Сочетания выбранных величин факторов позволили установить четыре режима бурения (табл. 2):

Таблица 2. Сочетания факторов при различных режимах бурения

Table 2. Combinations of factors for different drilling modes

Фактор/Factor	Режим/Mode			
	1	2	3	4
Осевая нагрузка, даН Axial load, daN	800	1200	800	1200
Частота вращения, мин ^{–1} Rotational frequency, min ^{–1}	155	155	390	390

Результаты экспериментального исследования разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами в условиях ударно-вращательного бурения

Для повышения достоверности полученных эмпирических результатов при каждом установленном режиме была проведена серия опытных исследований, состоящая из трёх повторений. Достоверным значением отклика системы считалось среднее значение по результатам трёх повторений эксперимента с относительным отклонением отдельных значений от среднего не более 7 % (3). При превышении обозначенного порога относительного отклонения значение не принималось как достоверное и не учитывалось в расчётах.

$$\varepsilon = \frac{v_{mi} - v_m}{v_m} \cdot 100 \% \quad (3)$$

Обобщённые значения механической скорости бурения как отклика системы при различных режимах бурения долерита и мрамора представлены в табл. 3.

На основании анализа результатов экспериментального исследования по методу полного факторного эксперимента построены математические модели механической скорости бурения долерита для величин эксцентриситета приложения удара, равных 0 мм: $E=0$ мм

$$v_m = 1,316 + 0,719 \cdot P_{oc} + 0,389 \cdot \omega + 0,196 \cdot P_{oc} \cdot \omega,$$

$E=1$ мм:

$$v_m = 1,627 + 0,98 \cdot P_{oc} + 0,551 \cdot \omega + 0,321 \cdot P_{oc} \cdot \omega,$$

$E=2$ мм:

$$v_m = 1,788 + 1,067 \cdot P_{oc} + 0,561 \cdot \omega + 0,285 \cdot P_{oc} \cdot \omega.$$

Таблица 3. Обобщённые значения откликов системы

Table 3. Generalized system response values

Долерит/Dolerite				
Частота вращения, об/мин Rotation frequency, rev/min	Осевая нагрузка, даН Axial load, daN	Механическая скорость при, м/ч Mechanical speed at, m/h		
		$E=0$ мм (mm)	$E=1$ мм (mm)	$E=2$ мм (mm)
155	800	0,403	0,417	0,445
	1200	0,790	0,877	0,997
390	800	1,450	1,735	2,010
	1200	2,620	3,480	3,700
Мрамор/Marble				
Частота вращения, об/мин Rotation frequency, rev/min	Осевая нагрузка, даН Axial load, daN	Механическая скорость при, м/ч Mechanical speed at, m/h		
		$E=0$ мм (mm)	$E=1$ мм (mm)	$E=2$ мм (mm)
155	800	0,817	0,925	1,090
	1200	1,810	1,940	2,243
390	800	2,070	3,267	3,665
	1200	3,460	5,673	6,690

В ходе анализа полученных эмпирических результатов по методу полного факторного эксперимента выявлены основные закономерности изменения механической скорости бурения долерита от величин осевой нагрузки, частоты вращения бурового инструмента и величины эксцентриситета приложения ударных импульсов. Графическая интерпретация полученных зависимостей представлена на рис. 6.

Согласно полученным математическим моделям механической скорости бурения долерита при максимальных технологических режимах зафиксированы следующие предельные значения v_m :

- 2,62 м/ч при центральном ударе ($E=0$ мм);
- 3,479 м/ч при эксцентриситете приложения удара $E=1$ мм (повышение механической скорости относительно соответствующей при центральном ударе равно 33 %);
- 3,701 м/ч при эксцентриситете приложения удара $E=2$ мм (повышение механической скорости относительно соответствующей при центральном ударе равно 41 %, относительно величины механической скорости при $E=1$ мм – 6 %).

Согласно полученным зависимостям механической скорости бурения долерита от осевой нагрузки, частоты вращения бурового инструмента и величины эксцентриситета приложения удара можно сделать следующие основные выводы:

- максимальные величины механической скорости бурения долерита зафиксированы при максимальных величинах осевой нагрузки и частоты вращения бурового инструмента независимо от величины эксцентриситета приложения ударного импульса;
- при увеличении эксцентриситета приложения ударного импульса на интервале от 0 до 2 мм без изменения технологических параметров бурения механическая скорость перманентно возрастает;
- отмечено большее влияние величины осевой нагрузки на механическую скорость бурения, нежели частоты вращения снаряда.

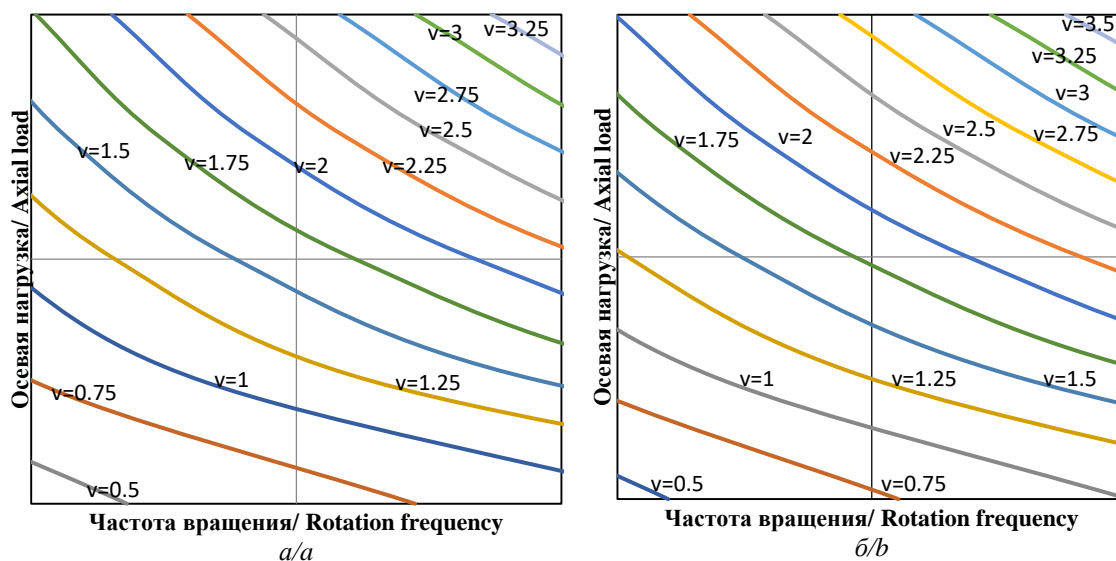


Рис. 6. Механическая скорость разрушения долерита при: а) $E=1$ мм; б) $E=2$ мм

Fig. 6. Mechanical rate of dolerite destruction at: а) $E=1$ mm; б) $E=2$ mm

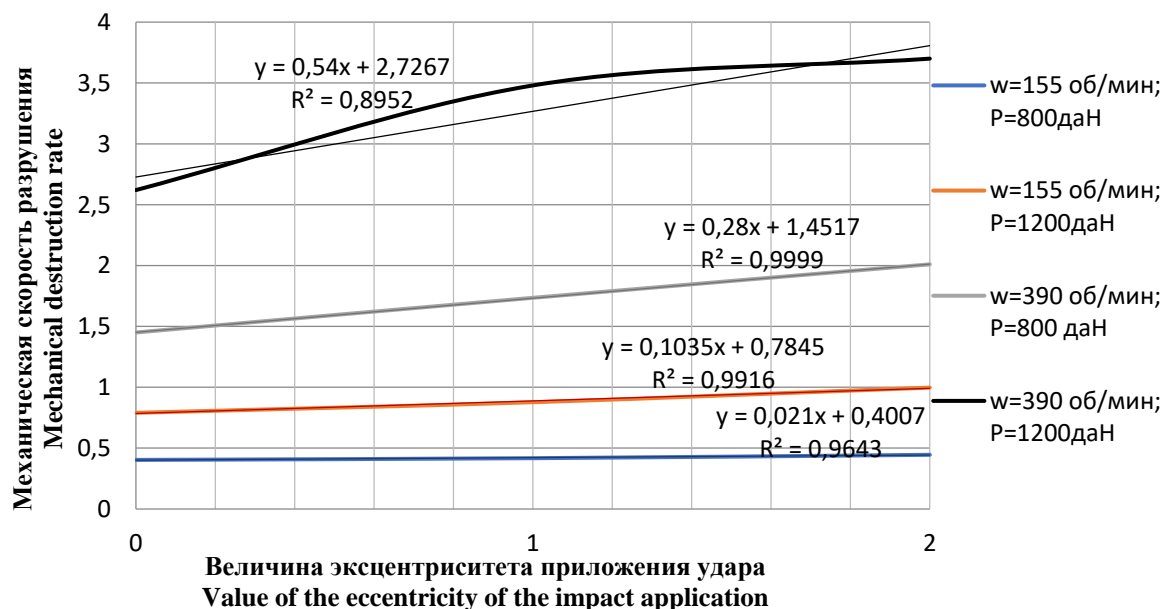


Рис. 7. Механическая скорость разрушения долерита при различных величинах эксцентриситета приложения удара

Fig. 7. Mechanical rate of dolerite destruction at different values of the impact application eccentricity

Анализ данных диаграммы зависимости механической скорости бурения долерита от величины эксцентриситета приложения удара при различных режимах бурения на рис. 7 позволяет сделать следующие выводы:

- интенсивность роста величины механической скорости бурения при увеличении эксцентриситета приложения ударных импульсов повышается с интенсификацией режимных параметров;
- увеличение эксцентриситета приложения удара на всём диапазоне интервала от 0 до 2 мм при различных сочетаниях режимных параметров приводит к повышению механической скорости бурения с определённой эффективностью.

Анализ результатов эмпирического исследования разрушения мрамора согласно представленной выше

методике полного факторного эксперимента позволил определить математические модели механической скорости бурения мрамора для величин эксцентриситета приложения удара, равных

$E=0$ мм:

$$v_m = 2,039 + 0,726 \cdot P_{oc} + 0,596 \cdot \omega + 0,099 \cdot P_{oc} \cdot \omega,$$

$E=1$ мм:

$$v_m = 2,951 + 1,519 \cdot P_{oc} + 0,855 \cdot \omega + 0,348 \cdot P_{oc} \cdot \omega,$$

$E=2$ мм:

$$v_m = 3,422 + 1,756 \cdot P_{oc} + 1,045 \cdot \omega + 0,468 \cdot P_{oc} \cdot \omega.$$

Согласно полученным математическим моделям механической скорости бурения мрамора при максимальных технологических режимах зафиксированы следующие предельные значения v_m :

- 3,46 м/ч при центральном ударе ($E=0$ мм);
- 5,673 м/ч при эксцентриситете приложения удара $E=1$ мм (повышение механической скорости относительно соответствующей при центральном ударе равно 64 %);
- 6,691 м/ч при эксцентриситете приложения удара $E=2$ мм (повышение механической скорости относительно соответствующей при центральном ударе равно 93 %, относительно величины механической скорости при $E=1$ мм – 18 %).

Основные выводы по полученным зависимостям механической скорости бурения мрамора от осевой нагрузки, частоты вращения бурового инструмента и величины эксцентриситета приложения удара в общем схожи с аналогичными выводами по разрушению долерита, не-

смотря на большую разницу физико-механических свойств этих двух горных пород (рис. 8, 9).

В качестве обобщённого сравнения по внецентренному разрушению мрамора и долерита можно отметить следующую тенденцию – большая интенсивность роста механической скорости бурения при увеличении эксцентриситета приложения удара в интервале от 0 до 2 мм наблюдалась для имеющего более низкие прочностные характеристики относительно долерита мрамора, независимо от реализуемого сочетания режимных параметров. Исходя из интенсивности роста механической скорости бурения представленных пород, можно предположить, что оптимальная величина эксцентриситета приложения внецентренного удара для мрамора несколько выше, чем для долерита.

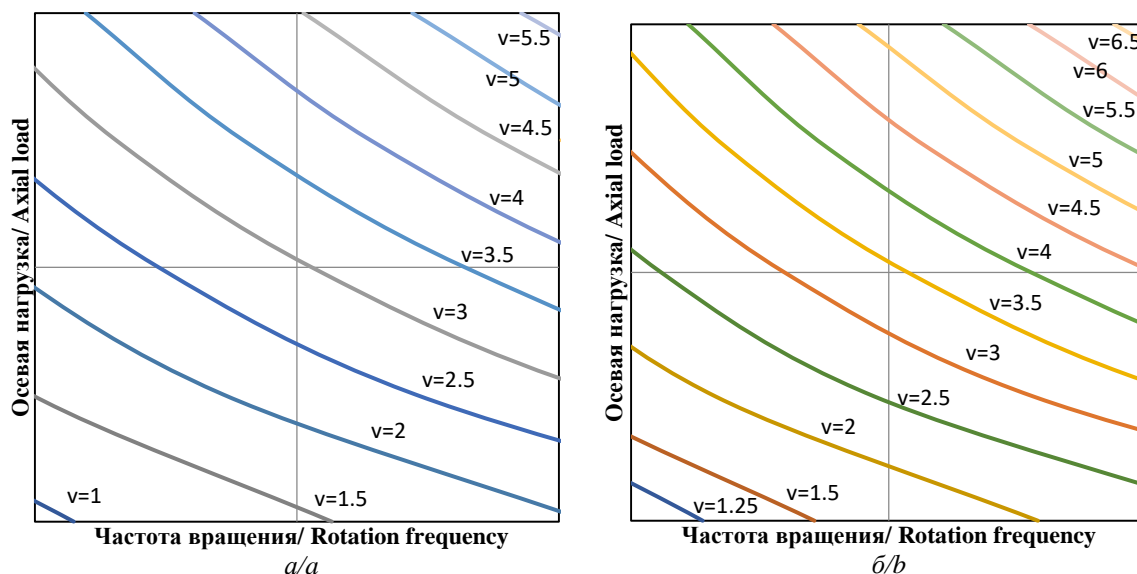


Рис. 8. Механическая скорость разрушения мрамора при: а) $E=1$ мм; б) $E=2$ мм

Fig. 8. Mechanical rate of marble destruction at: a) $E=1$ mm; b) $E=2$ mm

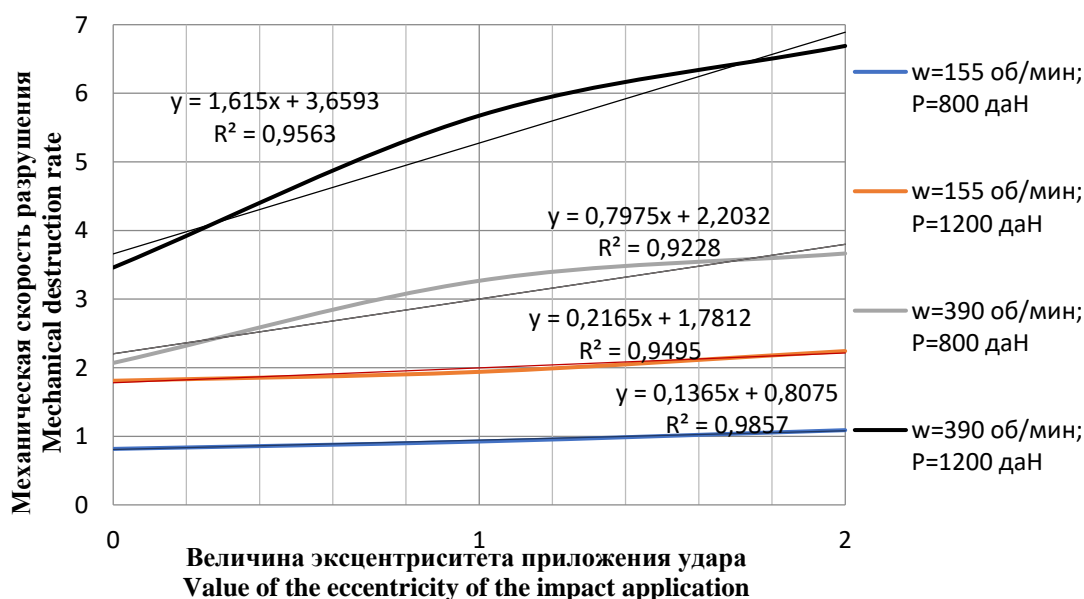


Рис. 9. Механическая скорость разрушения мрамора при различных величинах эксцентриситета приложения удара

Fig. 9. Mechanical rate of marble destruction at different values of the impact application eccentricity

Обобщённые значения углубления за один оборот как отклика системы при различных режимах бурения долерита и мрамора представлены в табл. 4.

Таблица 4. Обобщённые значения откликов системы

Table 4. Generalized system response values

Долерит/Dolerite				
Частота вращения, об/мин Rotation frequency, rev/min	Осевая нагрузка, даН Axial load, daN	Углубление за оборот при, мм/об Recess per rev. at, mm/rev		
		E=0 mm/mm	E=1 mm/mm	E=2 mm/mm
155	800	0,0433	0,0447	0,0475
	1200	0,085	0,0943	0,1073
390	800	0,0623	0,074	0,086
	1200	0,112	0,1485	0,1583
Мрамор/Marble				
Частота вращения, об/мин Rotation frequency, rev/min	Осевая нагрузка, даН Axial load, daN	Углубление за оборот при, мм/об Recess per rev. at, mm/rev		
		E=0 mm/mm	E=1 mm/mm	E=2 mm/mm
155	800	0,0877	0,0995	0,117
	1200	0,1912	0,193	0,2413
390	800	0,0885	0,1393	0,1565
	1200	0,148	0,2427	0,2857

На основании обработки результатов экспериментального исследования разрушения блока горной породы построены математические модели углубления за оборот при бурении долерита для величин эксцентриситета приложения удара, равных $E=0$ мм:

$$h_{00} = 0,07565 + 0,0115 \cdot P_{oc} + 0,02285 \cdot \omega + 0,002 \cdot P_{oc} \cdot \omega,$$

$E=1$ мм:

$$h_{01} = 0,09038 + 0,02088 \cdot P_{oc} + 0,03103 \cdot \omega + 0,0249 \cdot P_{oc} \cdot \omega,$$

$E=2$ мм:

$$h_{02} = 0,09978 + 0,02238 \cdot P_{oc} + 0,03303 \cdot \omega + 0,00313 \cdot P_{oc} \cdot \omega.$$

Максимальные расчётные величины углубления за оборот при бурении долерита при максимальных режимных параметрах составляют:

- 0,112 мм/об при центральном ударе ($E=0$ мм);
- 0,1672 мм/об при эксцентриситете приложения удара $E=1$ мм (повышение углубления за оборот относительно соответствующей при центральном ударе равно 49 %);
- 0,1583 мм/об при эксцентриситете приложения удара $E=2$ мм (повышение углубления за оборот относительно соответствующей при центральном ударе равно 41 %)

Графическая интерпретация полученных зависимостей углубления за один оборот при бурении долерита от величин осевой нагрузки, частоты вращения бурового инструмента и величины эксцентриситета приложения ударных импульсов, полученные при обработке эмпирических результатов по методу полного факторного эксперимента, представлены на рис. 10.

Согласно полученным зависимостям углубления за оборот при бурении долерита от осевой нагрузки, частоты вращения и величины эксцентриситета приложения удара сформулированы следующие выводы:

- максимальные величины углубления за оборот при бурении долерита зафиксированы при максимальных величинах осевой нагрузки и частоты вращения бурового инструмента независимо от величины эксцентриситета приложения ударных импульсов;
- при увеличении эксцентриситета приложения ударного импульса на интервале 0–1 мм наблюдается повышение углубления за оборот на 49 %, дальнейшее повышение эксцентриситета в интервале 1–2 мм привело к понижению углубки за оборот на 5 %;
- отмечено несколько большее влияние величины частоты вращения на формирование величины углубления за один оборот, нежели осевой нагрузки.

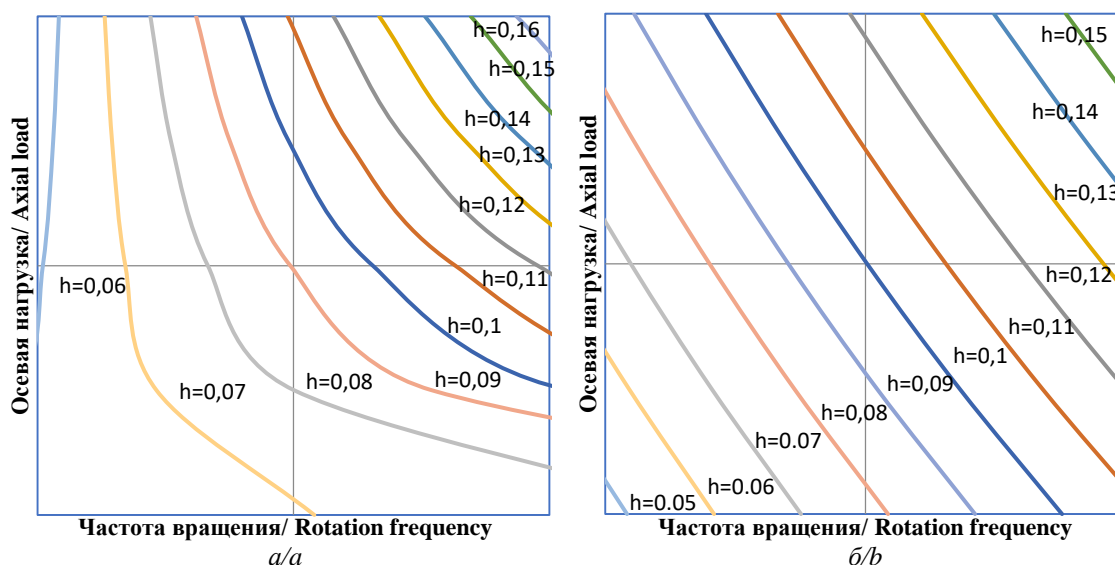


Рис. 10. Углубление за один оборот при разрушении долерита при: а) $E=1$ мм; б) $E=2$ мм

Fig. 10. Recess per one revolution in dolerite destruction at: а) $E=1$ mm; б) $E=2$ mm

Согласно полученным графикам зависимости углубления за один оборот от осевой нагрузки и частоты вращения при бурении долерита (пример для эксперимента с нанесением ударных импульсов с величиной эксцентриситета $E=2$ мм приведён на рис. 11) разрушение горных пород производится в зоне усталостно-поверхностного режима (так как большая величина углубления за один оборот при постоянной осевой нагрузке достигается при максимальной частоте вращения).

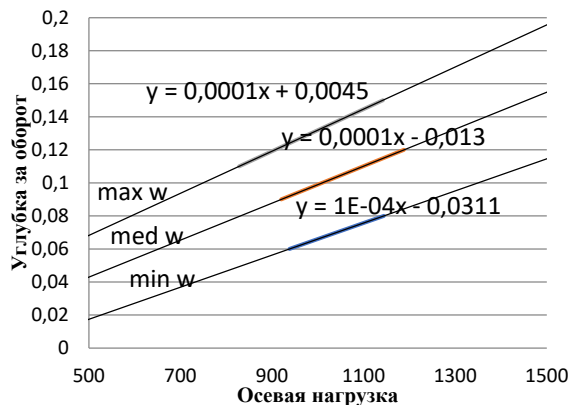


Рис. 11. Углубление за один оборот в зависимости от осевой нагрузки и частоты вращения при: $E=2$ мм (долерит)

Fig. 11. Dependence of the recess per revolution on the axial load and rotation speed at: $E=2$ millimeters (dolerite)

На основании результатов исследования разрушения блока горной породы были построены математические модели углубления за оборот при бурении

мрамора для величин эксцентриситета приложения удара, равных

$E=0$ мм:

$$h_{об} = 0,12885 - 0,0106 \cdot P_{ос} + 0,04075 \cdot \omega - 0,011 \cdot P_{ос} \cdot \omega,$$

$E=1$ мм:

$$h_{об} = 0,168625 + 0,022375 \cdot P_{ос} + 0,049225 \cdot \omega + 0,002475 \cdot P_{ос} \cdot \omega,$$

$E=2$ мм:

$$h_{об} = 0,2 + 0,020975 \cdot P_{ос} + 0,06338 \cdot \omega + 0,00123 \cdot P_{ос} \cdot \omega.$$

Максимальные расчётные величины углубления за оборот при бурении мрамора при максимальных режимных параметрах составляют:

- 0,0934 мм/об при центральном ударе ($E=0$ мм);
- 0,2427 мм/об при эксцентриситете приложения удара $E=1$ мм (повышение углубления за оборот относительно соответствующего при центральном ударе равно 160 %);
- 0,2856 мм/об при эксцентриситете приложения удара $E=2$ мм (повышение углубления за оборот относительно соответствующего при центральном ударе равно 206 %, относительно величины $h_{об}$ при $E=1$ мм – 18 %).

Значение углубления за один оборот при разрушении мрамора с нанесением центральных ударных импульсов в сравнении с соответствующими значениями для долерита представляется аномально низким. Вероятно, данное обстоятельство связано с ненадлежащим выполнением эксперимента, так как при расчёте данного параметра было зафиксировано и не учтено в расчётах три аномальных значения.

Графическая интерпретация полученных зависимостей углубления за один оборот при бурении мрамора от величин осевой нагрузки, частоты вращения бурового инструмента и величины эксцентриситета приложения ударных импульсов представлены на рис. 12.

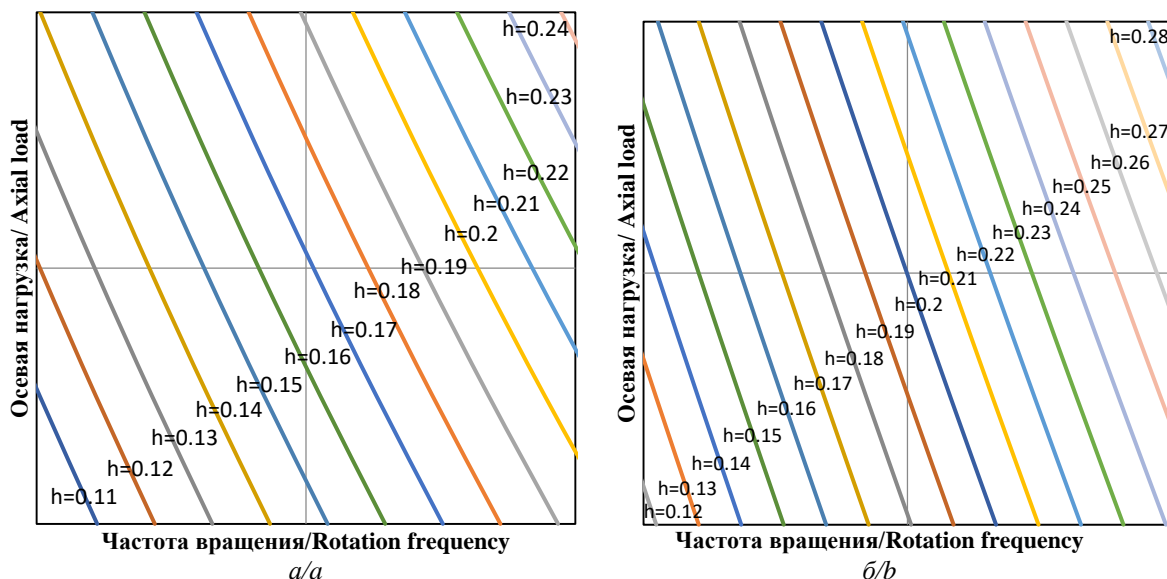


Рис. 12. Углубление за один оборот при разрушении мрамора при: а) $E=1$ мм; б) $E=2$ мм

Fig. 12. Recess per one revolution in marble destruction at: а) $E=1$ mm; б) $E=2$ mm

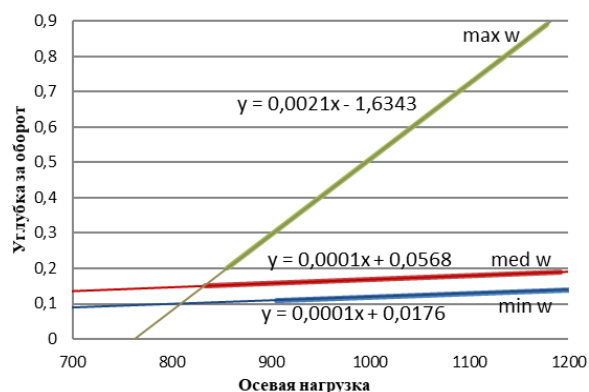


Рис. 13. Зависимость углубления за один оборот от осевой нагрузки и частоты вращения при $E=1$ мм (мрамор)

Fig. 13. Dependence of the recess for one revolution on the axial load and rotation frequency at $E=1$ millimeters (marble)

Результаты анализа зависимости параметра углубления за один оборот от величин осевой нагрузки, частоты вращения и эксцентриситета приложения удара (рис. 12, 13) в общем соответствуют результатам, полученным при эксперименте с долеритом – максимальные величины углубления за оборот при бурении мрамора зафиксированы при максимальных величинах осевой нагрузки и частоты вращения бурового инструмента независимо от величины эксцентриситета приложения ударных импульсов, а также отмечено несколько большее влияние величины частоты вращения на формирование величины углубления за один оборот, нежели осевой нагрузки. Режим разрушения мрамора, сообразно режиму разрушения долерита, производится в усталостно-поверхностной зоне.

Заключение

Разрушение горных пород внецентренными ударными импульсами – современный прогрессивный метод повышения производительности процесса ударно-вращательного бурения скважин. Его практическая верификация произведена серией экспериментов:

- простейшее определение объемов разрушения горных пород одиночными внецентренными ударными импульсами с измерением объема, глубины и площади образующихся лунок разрушения [18];
- анализ внецентренного разрушения горных пород гидроударником с использованием колонковой трубы и алмазной коронки в качестве породоразрушающего инструмента [19];
- в данном исследовании – разрушение горных пород внецентренными ударными импульсами с использованием гидроударника как инструмента, генерирующего ударные импульсы, и трёхшарошечного долота в качестве породоразрушающего инструмента.

Все исследования зафиксировали повышение объемов разрушения горных пород при определённых

величинах эксцентриситета приложения удара, зависящих от физико-механических свойств разрушаемых горных пород и параметров ударной системы. Как правило, оптимальная величина эксцентриситета приложения удара не превышает двадцати миллиметров. При этом с увеличением эксцентриситета приложения удара, очевидно, энергия наносимого удара снижается, с чем, вероятно, в том числе и связано снижение объемов разрушения горных пород при величинах эксцентриситета приложения удара выше оптимального диапазона. Но в то же время тангенциальное усилие на породоразрушающих вставках, приводящее к смещению породоразрушающих элементов, возрастает с увеличением эксцентриситета. Оптимальная его величина, соответствующая максимальному приросту объемов разрушения горных пород, предположительно, соответствует лучшему сочетанию уменьшения силы прилагаемого внецентренного удара и прироста передаваемой забой скважины его тангенциальной составляющей.

Основные выводы по представленным эмпирическим данным, их интерпретации и анализу:

- максимальные величины механической скорости бурения и углубления за один оборот долерита и мрамора зафиксированы при максимальных величинах осевой нагрузки и частоты вращения бурового инструмента независимо от величины эксцентриситета приложения ударного импульса;
- при увеличении эксцентриситета приложения ударного импульса на интервале от 0 до 2 мм без изменения технологических параметров бурения механическая скорость бурения долерита и мрамора перманентно возрастает;
- отмечено большее влияние величины осевой нагрузки на механическую скорость бурения долерита и мрамора, нежели частоты вращения снаряда, в то же время на величину углубления за один оборот несколько большее влияние оказывает частота вращения;
- интенсивность роста величины механической скорости бурения долерита и мрамора при увеличении эксцентриситета приложения ударных импульсов повышается с интенсификацией режимных параметров;
- увеличение эксцентриситета приложения удара на всём диапазоне интервала от 0 до 2 мм при различных сочетаниях режимных параметров приводит к повышению механической скорости бурения долерита и мрамора с определённой эффективностью;
- большая интенсивность роста механической скорости бурения при увеличении эксцентриситета приложения удара в интервале от 0 до 2 мм наблюдалась для имеющего более низкие прочностные характеристики относительно долерита мрамора, независимо от реализуемого сочетания режимных параметров;
- на выбор оптимальной величины эксцентриситета приложения удара влияет тип разрушаемой горной породы – в породах твёрдых, оказывающих

большое сопротивление тангенциальному смещению породоразрушающих элементов, будет более эффективно применение малых величин эксцентриситета, в то время как при разрушении пород более мягких, по тому же принципу, больший эффект будет достигнут при повышенном эксцентриситете приложения ударного импульса;

- отмечено, что и для долерита, и для мрамора, различных по физико-механическим свойствам горных пород, больший прирост механической скорости реализуется на интервале изменения эксцентриситета приложения удара от 0 до 1 мм. Также необходимо отметить, что нанесение внецентренного удара приводит к дестабилизации системы и появлению деструктивного изгибающего

момента как проявлению деструктивной функции внецентренного удара, отрицательно влияющей на конструкцию. Ввиду этого, для систем с большим ударным импульсом оптимален малый эксцентриситет приложения удара, в то время как для систем с малым ударным импульсом оптимальной будет более значительная величина эксцентриситета приложения удара. В качестве решения проблемы проявления деструктивной функции внецентренного удара предложена конструкция породоразрушающего инструмента, содержащего «плавающий» элемент», применение которого призвано снять изгибающий момент с буровой компоновки, не препятствуя передаче внецентренного ударного импульса [21].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bu C.G., Qu Y.G., Liu B.L. Dynamic modeling and simulation of DTH hammer // Proc. of 16th CIRP International Design Seminar. – Kananaskis, Canada, 2006. – P. 810–813.
2. Bu C.G. Numerical simulation of impact on pneumatic DTH hammer percussive drilling // Journal of Earth Science. – 2009. – V. 20. – № 5. – P. 868–878.
3. Saadati M. Granite rock fragmentation at percussive drilling – experimental and numerical investigation // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 2014. – V. 38. – № 8. – P. 1–33.
4. Saksala T. 3D numerical modelling of bit-rock fracture mechanisms in percussive drilling with a multiplebutton bit // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 2013. – V. 37. – № 3. – P. 309–324.
5. Kivade S.B., Murthy Ch.S., Vardhan H. Laboratory investigations on percussive drilling // Journal of The Institution of Engineers. – 2013. – V. 94. – № 2. – P. 81–87.
6. Experimental study and analysis on a fluidic hammer – an innovative rotary-percussion drilling tool / X. Zhang, S. Zhang, Y. Luo, D. Wua // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 173. – P. 362–370.
7. Aalizad S.A., Farshad R. Prediction of penetration rate of rotary-percussive drilling using artificial neural networks – a case study // Archives of Mining Sciences. – 2012. – V. 57. – № 3. – P. 715–728.
8. Рябчиков С.Я., Храменков В.И., Брылин В.И. Технология и техника бурения геологоразведочных и геотехнологических скважин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 514 с.
9. Леонов С.О., Нескоромных В.В. Пути повышения эффективности ударно-вращательного бурения // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2012. – Т. 5. – № 1. – С. 397–403.
10. Васильев А.Н., Шишляев В.В., Кирильченко А.В. Внедрение ударно-вращательного способа бурения и эффективных методов геолого-промысловых исследований при разведке метанугольных месторождений // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 7. – С. 45–49.
11. Опарин В.Н., Тимонин В.В., Карпов В.Н. Количественная оценка эффективности процесса разрушения горных пород при ударно-вращательном бурении скважин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – № 6. – С. 60–74.
12. Optimal design parameters of a percussive drilling system for efficiency improvement / C. Song, J. Chung, J. Cho, Y. Nam // Advances in Materials Science and Engineering. – 2018. – V. 2018. – P. 1–13.
13. Optimal button arrangement of a percussion drill bit and its operating condition for improving drilling efficiency / H. Kang, J. Park, J. Cho, J. Jang, K. Kim, J. Lee // Journal of Mechanical Engineering Science. – 2018. – V. 232. – № 16. – P. 2887–2898.
14. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при бурении скважин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 129 с.
15. Тимонин В.В., Карпов В.Н. Оценка процесса разрушения горных пород при ударно-вращательном бурении скважин // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2016. – Т. 2. – № 3. – С. 172–176.
16. Борисов К.И. Экспериментальная количественная оценка силовых характеристик резания горных пород // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 8. – С. 216–219.
17. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учебное пособие. – Красноярск: Изд-во Сибирского федерального университета, 2015. – 396 с.
18. Нескоромных В.В. Результаты экспериментальных исследований разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами // Известия ВУЗов «Геология и разведка». – 1999. – № 6. – С. 115–120.
19. Романов Г.Р. Повышение эффективности алмазного бурения на основе результатов исследования влияния асимметричных статических и динамических ударных нагрузок на процесс разрушения горных пород: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 2018. – 20 с.
20. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: в 2-х т. / под ред. Е.А. Козловского. – М.: Недра, 1984. – Т. 1. – 512 с.
21. Буровое долото для ударно-вращательного бурения: пат. 2682824 Рос. Федерация. № 2018118680; заявл. 21.05.2018; опубл. 21.03.2019, Бюл. № 9.

Поступила 02.12.2019 г.

Информация об авторах

Нескоромных В.В., доктор технических наук, профессор кафедры технологии и техники разведки Института горного дела геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

Головченко А.Е., ассистент кафедры технологии и техники разведки Института горного дела геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

UDC 622.026

EXPERIMENTAL STUDY OF ROCK DESTRUCTION BY ECCENTRIC IMPACT PULSES DURING ROTARY-PERCUSSION DRILLING

Vyacheslav V. Neskoromnykh¹,
sovair@bk.ru

Anton E. Golovchenko¹,
antong77@yandex.ru

¹ Siberian Federal University,
95, Krasnoyarskiy rabochiy avenue, Krasnoyarsk, 660095, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to find the ways to increase the maximum depth of well drilling by the rotary-percussion method and its productivity.

The main aim of the research is to establish the fact of growth of rotary-percussion drilling productivity through rising the mechanical speed of drilling while increasing the impact application eccentricity; determine the basic dependencies of the mechanical drilling speed and recess per one revolution as responses of the drilling system on the values of axial load, rotation frequency and eccentricity of impact application pulses; justify the expansion of the range of effective destruction of plastic rocks.

Objects: mechanism of rock destruction by eccentric impact pulses.

Methods: formulation and description of the experiment on rock destruction by eccentric impact pulses using the high-frequency hydro-hammer HV-6 as a generator of eccentric impact pulses; measurement of empirical data obtained during the experiment; statistical processing of the obtained experimental data to establish the average values of the system responses; processing the data obtained by the method of a full factorial experiment, finding mathematical models of the mechanical drilling speed and recess per one revolution, depending on the values of the axial load and rotational speed and their graphical interpretation; analysis of the data obtained by empirical methods, formation of the main conclusions on the results of the study.

Results. The authors have established the fact of increasing the productivity of the rotary-percussion drilling by determining the fact of mechanical drilling speed growth with rising eccentricity of the impact application in the range of 0–2 millimeters. The main dependences of the mechanical drilling speed and recess per one revolution on the values of axial load, rotation frequency and eccentricity of application of impact pulses were established.

Key words:

Drilling, eccentricity, productivity, recess per one revolution, experiment, destruction, rock.

REFERENCES

1. Bu C.G., Qu Y. G., Liu B. L. Dynamic modeling and simulation of DTH hammer. *Proc. of 16th CIRP International Design Seminar*. Kananaskis, Canada, 2006. pp. 810–813.
2. Bu C.G. Numerical simulation of impact on pneumatic DTH hammer percussive drilling. *Journal of Earth Science*, 2009, vol. 20, no. 5, pp. 868–878.
3. Saadati M. Granite rock fragmentation at percussive drilling – experimental and numerical investigation. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2014, vol. 38, no. 8, pp. 1–33.
4. Saksala T. 3D numerical modelling of bit-rock fracture mechanisms in percussive drilling with a multiplebutton bit. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2013, vol. 37, no. 3, pp. 309–324.
5. Kivade S.B., Murthy Ch.S., Vardhan H. Laboratory investigations on percussive drilling. *Journal of the Institution of Engineers*, 2013, vol. 94, no. 2, pp. 81–87.
6. Zhang X., Zhang S., Luo Y., Wua D. Experimental study and analysis on a fluidic hammer – an innovative rotary-percussion drilling tool. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 173, pp. 362–370.
7. Aalizad S.A., Farshad R. Prediction of penetration rate of rotary-percussive drilling using artificial neural networks – a case study. *Archives of Mining Sciences*, 2012, vol. 57, no. 3, pp. 715–728.
8. Ryabchikov S.Ya., Khramenkov V.I., Brylin V.I. *Tekhnologiya i tekhnika bureniya geologorazvedochnykh i geotekhnologicheskikh skvazhin* [Technology and technique of drilling exploration and geotechnological wells]. Tomsk, TPU Publ. house, 2010. 514 p.
9. Leonov S.O., Neskoromnykh V.V. Ways to improve the efficiency of rotary-percussion drilling. *Zhurnal Sibirskogo federalnogo universiteta. Seriya: Tekhnika i tekhnologii*, 2012, vol. 5, no. 1, pp. 397–403. In Rus.
10. Vasilev A.N., Shishlyaev V.V., Kirilchenko A.V. Introduction of rotary-percussion drilling method and effective methods of geological and field research in the exploration of methane-coal deposits. *Razvedka i ohrana nedr*, 2014, no. 7, pp. 45–49. In Rus.
11. Oparin V.N., Timonin V.V., Karpov V.N. Kolichestvennaya otsenka effektivnosti protsessov razrusheniya gornykh porod pri udarno-vrashchatelnom burenii skvazhin [Quantitative assessment of the effectiveness of the process of destruction of rocks during rotary-percussion drilling of wells]. *Fiziko-tehnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh*, 2016, no. 6, pp. 60–74.
12. Song C., Chung J., Cho J., Nam Y. Optimal design parameters of a percussive drilling system for efficiency improvement. *Advances in Materials Science and Engineering*, 2018, vol. 2018, pp. 1–13.
13. Kang H., Park J., Cho J., Jang J., Kim K., Lee J. Optimal button arrangement of a percussive drill bit and its operating condition for improving drilling efficiency. *Journal of Mechanical Engineering Science*, 2018, vol. 232, no. 16, pp. 2887–2898.
14. Sulakshin S.S. *Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin* [Rock destruction in the well drilling]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2009. 129 p.
15. Timonin V.V., Karpov V.N. Assessment of the process of destruction of rocks during rotary-percussion drilling of wells. *Fundamentalnye i prikladnye voprosy gornykh nauk*, 2016, vol. 2, no. 3, pp. 172–176. In Rus.
16. Borisov K.I. Experimental quantitative assessment of the power characteristics of cutting rocks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2002, vol. 305, no. 8, pp. 216–219. In Rus.
17. Neskoromnykh V.V. *Razrushenie gornykh porod pri provedenii geologorazvedochnykh rabot* [Rock destruction during exploration]. Krasnoyarsk, Siberian State University Publ., 2015. 396 p.
18. Neskoromnykh V.V. Rezultaty eksperimentalnykh issledovaniy razrusheniya gornykh porod vneshennymi udarnymi impulsami [The results of experimental studies of the destruction of rocks by eccentric impact pulses]. *Izvestiya VUZov «Geologiya i razvedka»*, 1999, no. 6, pp. 115–120.

19. Romanov G.R. *Povyshenie effektivnosti almaznogo bureniya na osnove rezultatov issledovaniya vliyaniya assimetrichnykh staticheskikh i dinamicheskikh udarnykh nagruzok na process razrusheniya gornykh porod*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Improving the efficiency of diamond drilling based on the results of a study of asymmetric static and dynamic shock loads influence on rock destruction. Cand. Diss Abstract]. Irkutsk, 2018. 20 p.
20. *Spravochnik inzhenera po bureniyu geologorazvedochnykh skvazhin* [Reference of engineer for drilling exploration wells]. Ed. by E.A. Kozlovsky. Moscow, Nedra Publ., 1984. Vol. 1, 512 p.
21. Neskoromnykh V.V., Golovchenko A.E. *Burovye dolota dlya udarno-vrashchatelnogo bureniya* [Drill bit for rotary-percussion drilling]. Patent RF no. 2018118680, 2019.

Received: 2 December 2019.

Information about the authors

Vyacheslav V. Neskoromnykh, Dr. Sc., professor, Siberian Federal University.

Anton E. Golovchenko, assistant, Siberian Federal University.

УДК 621.313.282.2: 681.5.015.7

НЕЛИНЕЙНОЕ АЛГЕБРАИЧЕСКОЕ ОЦЕНИВАНИЕ ИНДУКТИВНОСТИ ВИБРАЦИОННОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО АКТИВАТОРА ПО КРИВОЙ ЗАТУХАНИЯ ТОКА

Глазырин Александр Савельевич^{1,2},
asglazyrin@tpu.ru

Аникин Василий Владимирович³,
v-anikin2012@mail.ru

Буньков Дмитрий Сергеевич¹,
bunkovds@tpu.ru

Антяскин Дмитрий Ильич¹,
antyaskin.dmitriy@gmail.com

Старцева Юлия Николаевна¹,
joulypaxomenko@mail.ru

Ковалев Владимир Захарович²,
vz_kovalev@mail.ru

Хамитов Рустам Нуриманович^{3,4},
apple_27@list.ru

Кладиев Сергей Николаевич¹,
kladiev@tpu.ru

Филипас Александр Александрович¹,
filipas@tpu.ru

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

² Югорский государственный университет,
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

³ Омский государственный технический университет,
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11.

⁴ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Актуальность. В технологиях, связанных с подготовкой буровых растворов и разжижением высоковязких нефтепродуктов, перспективно применение вибрационных электромагнитных активаторов. Вибрационные электромагнитные активаторы, работающие на окolorезонансных частотах в предельных безударных режимах с настройкой на максимальную энергоэффективность, требуют определения индуктивности катушек при фиксированных значениях магнитного зазора. Одним из наиболее перспективных способов определения индуктивности является предварительная идентификация параметров настраиваемой модели по кривым затухания тока.

Цель: разработать способ идентификации индуктивности катушки вибрационного электромагнитного активатора при фиксированной величине магнитного зазора на основе регрессионного анализа свободной составляющей тока.

Методы: обыкновенные дифференциальные уравнения, прямое преобразование Лапласа при ненулевых начальных условиях, передаточные функции, импульсные переходные характеристики, регрессионный анализ, методы решения дифференциальных уравнений, метод Ньютона, теория оптимизации, минимизация на основе суммы квадратов невязок целевой функции.

Результаты. Показан способ предварительной идентификации индуктивности катушек вибрационного электромагнитного активатора на основе регрессионного анализа кривой затухания тока. Выведено выражение для целевой функции и составлено нелинейное алгебраическое уравнение относительно ее производной по оцениваемому параметру. При существенном отклонении априорных значений оцениваемой величины от истинного как в большую, так и в меньшую сторону продемонстрирована работоспособность, быстрота сходимости и динамика изменения погрешности разработанного способа. При использовании 10-разрядного аналогово-цифрового преобразователя для вхождения в зону нечувствительности алгоритму предварительной идентификации индуктивности потребуется не более 11 циклов расчета, а при использовании 12 разрядного аналогово-цифрового преобразователя – не более 13 циклов расчета.

Ключевые слова:

Вибрационный электромагнитный активатор, буровой раствор, высоковязкий нефтепродукт, магнитопровод сложной формы, кривая затухания тока, оценивание индуктивности, регрессионный анализ, нелинейное алгебраическое уравнение, метод Ньютона для решения нелинейного уравнения.

Введение

Вибрационные электромагнитные активаторы (ВЭМА), применяемые в технологиях разжижения высоковязких нефтепродуктов [1–6] и приготовления буровых растворов [7, 8], имеют магнитопровод сложной формы [9]. Главной причиной конструктивной сложности магнитной системы ВЭМА является наличие якоря активатора, имеющего дугообразные вырезы трапецевидального сечения и служащие для образования затопленных струй. Оптимальные с точки зрения энергоэффективности и производительности режимы работы ВЭМА обеспечивает система управления, описанная в российском патенте [10] и отдельных работах [11, 12]. Для расчетов емкости конденсатора в контуре сброса, а также максимально допустимой частоты полумостового резонансного инвертора требуется тем или иным способом определить индуктивность катушек при фиксированном зазоре [9]. Рассмотрим несколько способов определения упомянутых индуктивностей. Первый способ для определения индуктивности катушки основан на решении известных уравнений Максвелла для электромагнитного поля [13, 14]. Результат расчета магнитного поля ВЭМА на основе метода конечных элементов представлен на рис. 1.

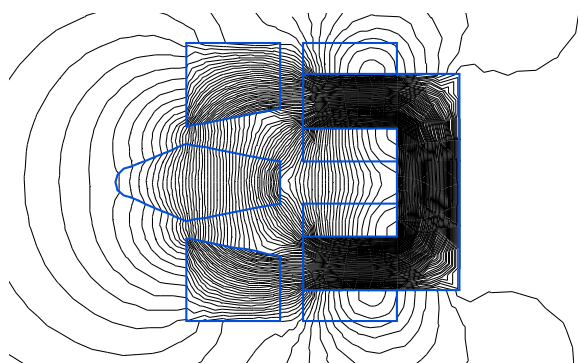


Рис. 1. Картина магнитного поля вибрационного электромагнитного активатора с магнитопроводом сложной формы

Fig. 1. Picture of a magnetic field in vibration electromagnetic activator with a complex magnetic circuit

Как видно из рисунка, в магнитном поле зазора между якорем-активатором и неподвижным П-образным магнитопроводом есть существенно неоднородные участки. Расчет магнитного поля на основе метода конечных элементов можно проводить только на отдельном компьютере со значительным вычислительным ресурсом. Применение для этих целей микроконтроллера, непосредственно управляющего процессами вибрационного перемешивания и активации обрабатываемых сред, невозможно в силу ограниченности его вычислительных ресурсов. Величина магнитного зазора ВЭМА в положении равновесия может предварительно устанавливаться до начала работы устройства на основе априорных данных о реологических свойствах обрабатываемых жидких сред. По этой причине определять индуктивность катушек при

фиксированном зазоре с помощью первого описанного способа не целесообразно. В качестве второго способа расчета индуктивностей катушек ВЭМА во всех диапазонах величин зазоров и потокосцеплений в работе [9] предлагается использовать известный метод объемных элементарных пространственных фигур магнитного поля [15, 16]. Упрощенная пространственная модель одного канала ВЭМА с учетом основного потока, потоков выпучивания и рассеяния показана на рис. 2.

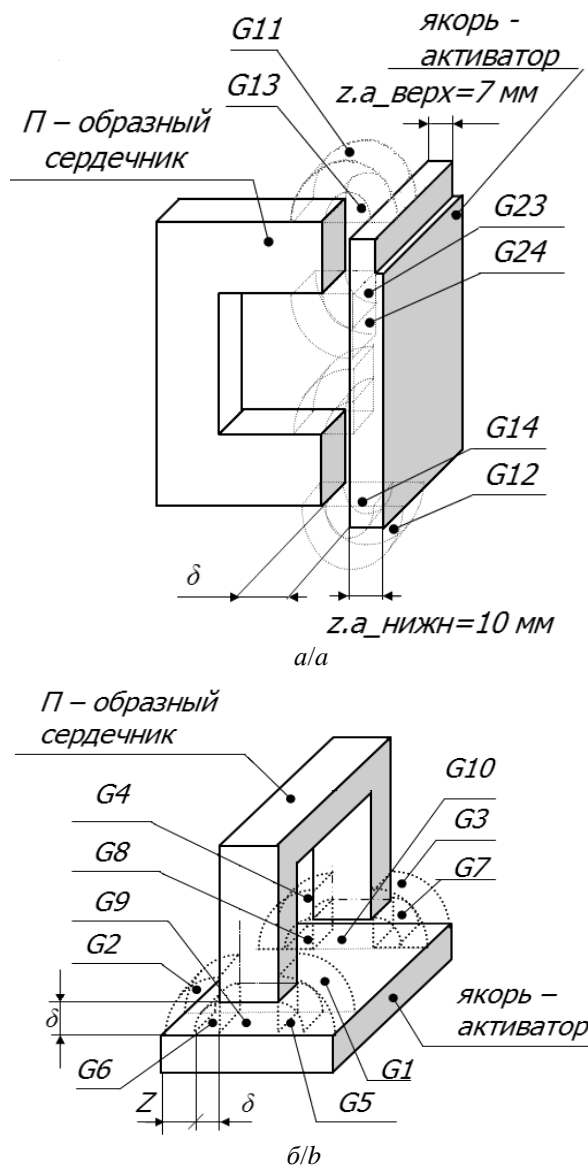


Рис. 2. Упрощенная пространственная модель одного канала вибрационного электромагнитного активатора с учетом основного потока, потоков выпучивания и рассеяния [9], вид сбоку (а), вид сверху (б)

Fig. 2. Simplified three-dimensional model of vibration electromagnetic activator channel taking into account the main flux, distortion and leakage flux [9], side view (a), view from above (b)

Второй способ вычисления индуктивности не критичен к вычислительным ресурсам микроконтроллера, управляющего ВЭМА. К основному недостатку этого способа следует отнести относительно невысокую точность и существенный рост погрешности метода при максимальном зазоре между якорем-активатором ВЭМА и стенкой.

Данная статья посвящена третьему, альтернативному, способу определения индуктивности катушек ВЭМА при любом фиксированном значении зазора. Способ относится к сфере предварительной идентификации параметров динамических систем [17–22]. На первом этапе, до проведения эксперимента, необходимо жестко зафиксировать все три якоря-активатора ВЭМА в положении равновесия, величины зазоров в каждом из каналов должны быть одинаковы. Величину зазора магнитной цепи здесь и далее, на примере устройства ВЭМА-0.3, примем равной 0,5 мм. Это позволит обеспечить симметрию цепи нагрузки полумостового резонансного инвертора (рис. 3, а). Так как в цепь нагрузки включены 6 параллельных RL -цепей, три из которых представляют собой магнитосвязанные катушки, после установления одинаковых магнитных зазоров (якорь-активатор механически застопорен) в дальнейшем по умолчанию считается, что ток одной катушки получен путем домножения сигнала с датчика на масштабирующий коэффициент 1/6. В процессе накачки тока оба ключа – $VT1$ и $VT2$ – полумостового резонансного инвертора открыты (рис. 3, а).

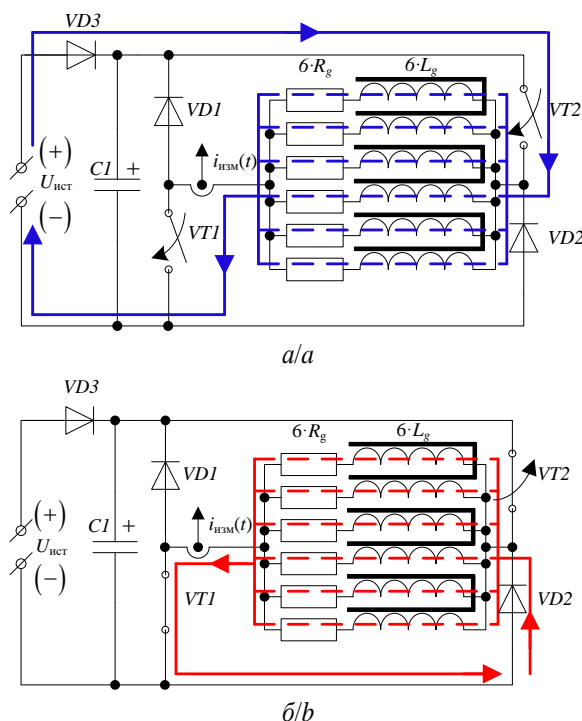


Рис. 3. Схема полумостового резонансного инвертора в режимах накачки тока (а) и снятия апериодической кривой затухания тока (б)

Fig. 3. Half-bridge resonant inverter circuit in raising current (a) and exponential failing current curve record (b) modes

Для получения кривой затухания тока ключ $VT1$ остается замкнутым, а ключ $VT2$ размыкается (рис. 3, б). Это специальный режим, не описанный в [9, 10]. До момента коммутации в катушке фиксируется величина тока, которая была накоплена в процессе фазы накачки (рис. 3, а). Начиная с момента коммутации ключа $VT2$, ток в катушке будет затухать по апериодическому закону, который характеризует свободную составляющую переходного процесса. Омическое сопротивление катушки измеряется отдельно и в данном эксперименте считается априорно известным. По кривой затухания тока можно определить постоянную времени RL -цепи или индуктивность катушки. Известны решения по определению индуктивности по кривой затухания тока, требующие вычисления производной тока на начальном участке [23]. Операция цифрового дифференцирования весьма чувствительна даже к относительно малому уровню помех в полезном сигнале, снимаемом с датчика [24]. К первому достоинству предлагаемого в данной статье способа оценивания индуктивности относится отсутствие необходимости вычисления производной тока по дискретным во времени замерам. Вторым достоинством способа является то, что математический аппарат регрессионного анализа, лежащий в основе предложенного способа, является надежным инструментом для выделения тренда полезного сигнала из аддитивной смеси сигнал–шум [24]. К третьему достоинству следует отнести то, что индуктивность определяется на основе анализа кривой затухания тока и не требует детального учета таких компонентов магнитного потока, как потоки выпучивания и рассеяния, о трудности расчета которых было отмечено во многих профильных работах [9, 15, 16].

Составление регрессионной математической модели для описания кривой затухания тока с учетом аддитивной составляющей помех в канале измерения

Функциональная схема для построения процедуры оценивания индуктивности на основе экспоненциальной кривой затухания тока представлена на рис. 4.



Рис. 4. Функциональная схема цифрового устройства для идентификации индуктивности вибрационного электромагнитного активатора по кривой затухания тока

Fig. 4. Functional diagram of digital device for identification of vibration electromagnetic activator inductance by failing current curve

Согласно функциональной схеме (рис. 4) одновременно на вход динамического объекта и настраиваемой регрессионной модели поступает сигнал $i(0+)$ – величина тока в момент коммутации ключа VT2 (рис. 3, б). Поскольку дальнейшие выкладки подразумевают использование переходных процессов затухания тока, то для аналитического описания отклика настраиваемой модели удобно применять прямое преобразование Лапласа при ненулевых начальных условиях

$$\left. \frac{di(t)}{dt} \right|_{i(0+) \neq 0} \Rightarrow p \cdot I(p) - i(0+),$$

где p – оператор Лапласа; $I(p)$ – изображение тока по Лапласу.

Реакцией динамического объекта на входное воздействие является кривая затухания тока $i_{\text{исх}}(t)$. Исходный сигнал кривой тока $i_{\text{исх}}(t)$ может быть доступен для наблюдения только в модельных задачах, в реальных системах этот сигнал необратимо смешан с помехами измерительной системы $\xi_1(t)$. К помехам $\xi_1(t)$ следует отнести помехи, вызванные несовершенством канала измерения, несовершенством регулирующей характеристики датчика (зона нечувствительности, насыщение, гистерезис). При прохождении через аналогово-цифровой преобразователь (АЦП) сигнал $i_{\text{вх.АЦП}}(t)$ подвергается двум видам преобразования: дискретизации по времени с периодом дискретизации Δt и квантованию по уровню с добавлением аддитивной помехи квантования $\xi_2(t)$, зависящим от разрядности АЦП [25]. Для дальнейших выкладок сделано допущение, что суммарные помехи $\xi(t) = \xi_1(t) + \xi_2(t)$ в измерительной системе имеют форму белого шума с гауссовским распределением. На выходе измерительной системы был получен сигнал о затухании свободной составляющей тока $i_{\text{изм}}(n \cdot \Delta t)$, где n – текущий шаг по времени. Невязка $\Delta \hat{i}(n \cdot \Delta t)$ между измеренным значением тока $i_{\text{изм}}(n \cdot \Delta t)$ и откликом настраиваемой регрессионной модели $\hat{i}(n \cdot \Delta t)$ используется при расчете целевой функции $S(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+))$, где $\hat{\lambda}$ – показатель быстроты затухания переходного процесса. Схема замещения после коммутации показана на рис. 3, б. Блок минимизации целевой функции реализует итерационный расчет оценки искомой индуктивности $\hat{L}(k)$ до достижения заданного минимума целевой функции, где k – индекс итерационного процесса. Априорное значение индуктивности $\hat{L}(0)$ задается до начала процесса вычисления. При этом точность полученной итоговой оценки $\hat{L}_{\text{итог}}$ как результат решения поставленной задачи согласуется с погрешностью квантования АЦП, применяемого в измерительной системе.

Формула, описывающая отклик $\hat{i}(t)$ настраиваемой регрессионной модели как процесс затухания тока в закороченной RL -цепи, имеет вид:

$$\hat{i}(t) = \frac{U_{\text{ист}}}{R} \cdot e^{-\frac{R}{L}t} = i(0+) \cdot e^{-\frac{R}{L}t}, \quad (1)$$

где R – априорное значение активного сопротивления, задаваемое до начала процесса вычисления; \hat{L} – оценка индуктивности; $U_{\text{ист}}$ – напряжение источника постоянного тока.

Согласно (1) реакция отклика настраиваемой модели равна

$$\hat{i}(t, \hat{L}, i(0+)) = i(0+) \cdot e^{-\frac{R}{\hat{L}}t}. \quad (2)$$

Оцениваемый показатель быстроты затухания переходного процесса определяется

$$\hat{\lambda} = \frac{R}{\hat{L}}. \quad (3)$$

С учетом выражения (3) уравнение (2) принимает вид

$$\hat{i}(t, \hat{\lambda}, i(0+)) = i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda}t}. \quad (4)$$

Невязка $\Delta \hat{i}$ с учетом (4):

$$\begin{aligned} \Delta \hat{i}(t, \hat{\lambda}, i(0+)) &= i_{\text{изм}}(t) - \\ - \hat{i}(t, \hat{\lambda}, i(0+)) &= i_{\text{изм}}(t) - i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda}t}. \end{aligned} \quad (5)$$

Предложенный алгоритм идентификации потребует вычисления первой производной от целевой функции, и для избавления от знака невязки воздержимся от применения операции вычисления модуля, так как это приведёт к проблеме неопределенности при вычислении производной от целевой функции при стремлении невязки к нулю.

Для избавления от знака невязки возведём выражение (5) в квадрат

$$\Delta \hat{i}(t, \hat{\lambda}, i(0+))^2 = (i_{\text{изм}}(t) - \hat{i}(t, \hat{\lambda}, i(0+)))^2. \quad (6)$$

После упрощения (6) получим выражение вида

$$\begin{aligned} \Delta \hat{i}(t, \hat{\lambda}, i(0+))^2 &= i_{\text{изм}}(t)^2 - \\ - 2 \cdot i_{\text{изм}}(t) \cdot i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda}t} &+ i(0+)^2 \cdot e^{-2\hat{\lambda}t}. \end{aligned} \quad (7)$$

Перейдем от непрерывного времени к дискретному

$$t = n \cdot \Delta t. \quad (8)$$

В численных примерах, иллюстрирующих в данной статье предложенный способ идентификации индуктивности, примем $\Delta t = 100$ мкс, что соответствует частоте дискретизации 10 кГц. Чрезмерное снижение частоты дискретизации недопустимо, так как это вступает в противоречие с требованиями теоремы В.А. Котельникова [26, 27]. Чрезмерное повышение частоты дискретизации усложняет процесс фильтрации шумовой составляющей измеренного сигнала. Выбор частоты дискретизации 10 кГц для решения данной задачи обусловлен компромиссом между этими двумя крайностями. Плата сбора данных NI 6024E обеспечивает выбранную частоту дискретизации.

Согласно выражениям (7) и (8) формула расчета невязки в дискретной форме

$$\begin{aligned} \Delta \hat{i} \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+) \right)^2 = \\ = i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right)^2 - 2 \cdot i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) \cdot i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} + \\ + i(0+)^2 \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t}. \end{aligned}$$

Элемент суммы квадратов невязок записывается

$$\Delta S_n \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+) \right) = \Delta \hat{i} \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+) \right)^2.$$

Сумма квадратов невязок – целевая функция для настраиваемой модели (рис. 4):

$$\begin{aligned} S \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+) \right) = \sum_{n=1}^m \Delta S_n \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+) \right) = \\ = \sum_{n=1}^m \Delta \hat{i} \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+) \right); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+) \right) = \sum_{n=1}^m i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right)^2 - \\ - 2 \cdot i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) \cdot i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} + i(0+)^2 \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t}. \end{aligned} \quad (9)$$

Вычислим производную DS целевой функции по настраиваемому аргументу. Для удобства вычисления воспользуемся правилом, по которому производная от суммы функций равна сумме производных этих функций.

Найдём производную от квадрата невязки на шаге n

$$\begin{aligned} \frac{d}{d\hat{\lambda}} \left(i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right)^2 - 2 \cdot i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) \cdot i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} + \right. \\ \left. + i(0+)^2 \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} \right); \\ \frac{d}{d\hat{\lambda}} \left(i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right)^2 \right) \rightarrow 0; \\ \frac{d}{d\hat{\lambda}} \left(-2 \cdot i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) \cdot i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} \right) \rightarrow \\ \rightarrow 2 \cdot n \cdot \Delta t \cdot i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) \cdot i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t}; \\ \frac{d}{d\hat{\lambda}} \left(i(0+)^2 \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} \right) \rightarrow -2 \cdot n \cdot \Delta t \cdot i(0+)^2 \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t}; \\ DS \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i_0 \right) = \frac{d}{d\hat{\lambda}} S \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i_0 \right) = \\ = \sum_{n=1}^m \left(0 + 2 \cdot n \cdot \Delta t \cdot i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) \cdot i(0+) \cdot e^{-\hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} - \right. \\ \left. - 2 \cdot n \cdot \Delta t \cdot i(0+)^2 \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} \right). \end{aligned} \quad (10)$$

Упростим (10)

$$\begin{aligned} DS \left(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}, i(0+) \right) = 2 \cdot i(0+) \cdot \Delta t \times \\ \times \sum_{n=1}^m \left(n \cdot i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) \cdot e^{-\hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} - i(0+) \cdot n \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda} \cdot n \cdot \Delta t} \right). \end{aligned} \quad (11)$$

В результате получено выражение (11) для производной целевой функции по искомому параметру в аналитическом виде, позволяющее применить известный метод Ньютона (касательных), обладающий наивысшей скоростью сходимости.

Показатель $\hat{\lambda}(k)$, согласно методу Ньютона, определяется

$$\hat{\lambda}(k) = \hat{\lambda}(k-1) - \frac{S(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}(k-1), i(0+))}{DS(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}(k-1), i(0+))}. \quad (12)$$

Согласно выражениям (9), (11) и (12) итерационный алгоритм идентификации показателя быстроты затухания $\hat{\lambda}(k)$ имеет вид:

$$\begin{aligned} \hat{\lambda}(k) = \hat{\lambda}(k-1) - \\ - \frac{\left\{ \sum_{n=1}^m \left[i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right)^2 - 2 \cdot e^{-\hat{\lambda}(k-1) \cdot n \cdot \Delta t} \cdot i(0+) \times \right. \right. \\ \left. \left. \times i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) + i(0+)^2 \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda}(k-1) \cdot n \cdot \Delta t} \right] \right\}}{\left\{ 2 \cdot i(0+) \cdot \Delta t \cdot \sum_{n=1}^m \left[n \cdot i_{\text{изм}} \left(n \cdot \Delta t \right) \cdot e^{-\hat{\lambda}(k-1) \cdot n \cdot \Delta t} - \right. \right. \\ \left. \left. - i(0+) \cdot n \cdot e^{-2 \cdot \hat{\lambda}(k-1) \cdot n \cdot \Delta t} \right] \right\}}. \end{aligned} \quad (13)$$

При вариации $j = \overline{1, 2}$ задания начального приближения согласно (3)

$$\hat{\lambda}_j(0) = \frac{R}{L_j(0)}.$$

Отклики настраиваемой регрессионной модели согласно (4) равны $\hat{i}_j(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}_j(k), i(0+))$, где j – номер эксперимента аппроксимации на основе регрессионной кривой (1) при заданном начальном приближении. Отклики $\hat{i}_j(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}_j(k), i(0+))$ представляют собой регрессионное восстановление кривой затухания тока $i_{\text{изм}}(t)$, полученной от измерительной системы с высоким содержанием помех (рис. 5).

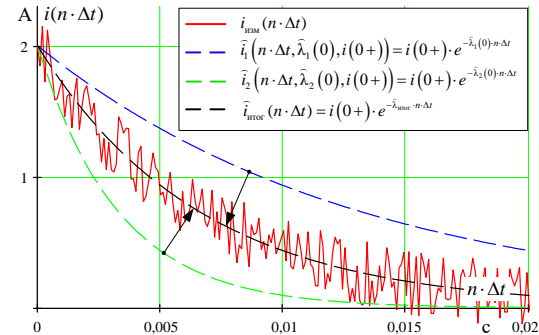


Рис. 5. Кривая измеренного сигнала, а также кривые откликов настраиваемой модели при различных значениях оценки искомого параметра

Fig. 5. Measured signal curve and response curves of customizable model at different values of searched parameter

Согласно выражению (13), было исследовано два варианта аппроксимации кривой $i_{\text{изм}}(n \cdot \Delta t)$. Синей линией показана кривая затухания тока $\hat{i}_1(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}_1(0), i(0+))$ при заданном начальном приближении оценки показателя быстроты затухания переходного процесса $\hat{\lambda}_1(0)$, существенно превышающего искомую величину, а зеленой линией показана кривая $\hat{i}_2(n \cdot \Delta t, \hat{\lambda}_2(0), i(0+))$ при показателе $\hat{\lambda}_2(0)$, существенно меньшем относи-

тельно искомой величины. Кривая затухания тока $i_{\text{итог}}(n\Delta t)$ построена при условии, что искомая индуктивность определена абсолютно точно (без погрешностей), что оказалось возможным, так как решалась модельная задача. При идентификации индуктивности на основе реальных кривых затухания тока, полученных с платы сбора данных, например: NI 6024E, эту кривую абсолютно точно восстановить нельзя.

Искомая оценка индуктивности $\hat{L}_j(k)$ на каждом шаге расчета алгоритма идентификации определена

$$\hat{L}_j(k) = \frac{R}{\hat{\lambda}_j(k)}.$$

Относительная погрешность оценивания индуктивности

$$\Delta \hat{L}_j(k) = \frac{\hat{L}_j(k) - L_{\text{эталон}}}{L_{\text{эталон}}} \cdot 100 \%,$$

где $L_{\text{эталон}}$ – эталонное значение индуктивности, которое в модельной задаче известно, $L_{\text{эталон}} = 105 \text{ мГн}$.

Относительная погрешность процесса квантования по уровню рассчитывается как

$$\delta_{\text{АЦП}} = \frac{1}{2^{N_{\text{АЦП}}}} \cdot 100 \%,$$

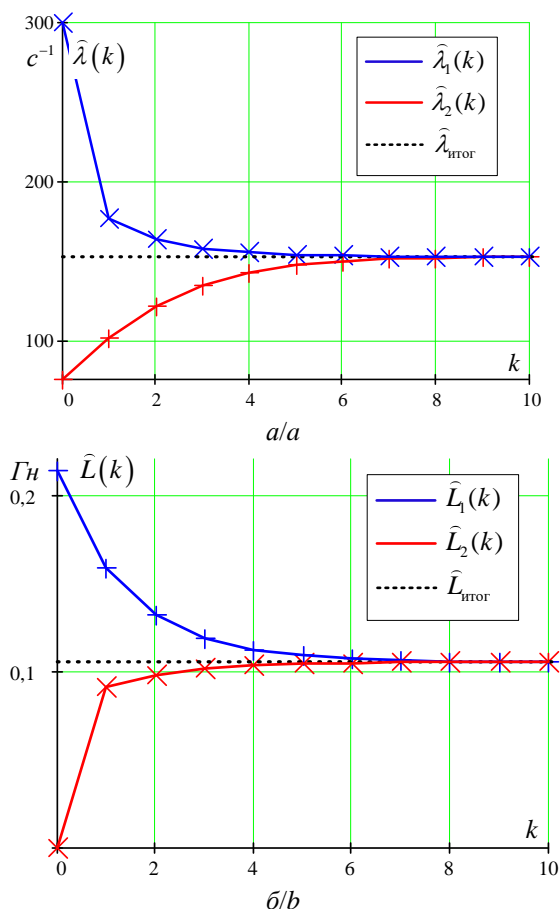


Рис. 6. Итерационные процессы оценок показателя быстрой затухания $\hat{\lambda}(k)$ (а) и индуктивности $\hat{L}(k)$ (б)

Fig. 6. Procedures of iterative search for falling rapidity (a) and inductance estimation (b)

где $N_{\text{АЦП}}$ – разрядность аналогово-цифрового преобразователя. Если $N_{\text{АЦП}} = 10$, то

$$\delta_{\text{АЦП}} = \delta_{10 \text{ бит}} = \frac{1}{2^{10}} \cdot 100 \% = \frac{100 \%}{1024} = 0,098 \ \%.$$

Если $N_{\text{АЦП}} = 12$, то

$$\delta_{\text{АЦП}} = \delta_{12 \text{ бит}} = \frac{1}{2^{12}} \cdot 100 \% = \frac{100 \%}{4096} = 0,024 \ \%.$$

Итерационные процессы, иллюстрирующие работоспособность рассматриваемого алгоритма идентификации, приведены на рис. 6, 7.

Приведенные графики (рис. 6, 7) иллюстрируют высокую скорость сходимости алгоритма при определении искомой оценки индуктивности $\hat{L}_j(k)$ независимо от заданных начальных приближений параметра $\hat{\lambda}_1(0) = 3000 \text{ с}^{-1}$ и $\hat{\lambda}_2(0) = 75 \text{ с}^{-1}$. Итерационный процесс оценивания индуктивности при $\delta_{\text{АЦП}} = \delta_{10 \text{ бит}}$ войдет в зону допустимых отклонений за 8 циклов расчета для $\Delta \hat{L}_1(k)$, а для $\Delta \hat{L}_2(k)$ – за 11 циклов расчета. При $\delta_{\text{АЦП}} = \delta_{12 \text{ бит}}$ вхождение в зону допустимых отклонений произойдет за 10 циклов расчета для $\Delta \hat{L}_1(k)$, а для $\Delta \hat{L}_2(k)$ – за 13 циклов расчета.

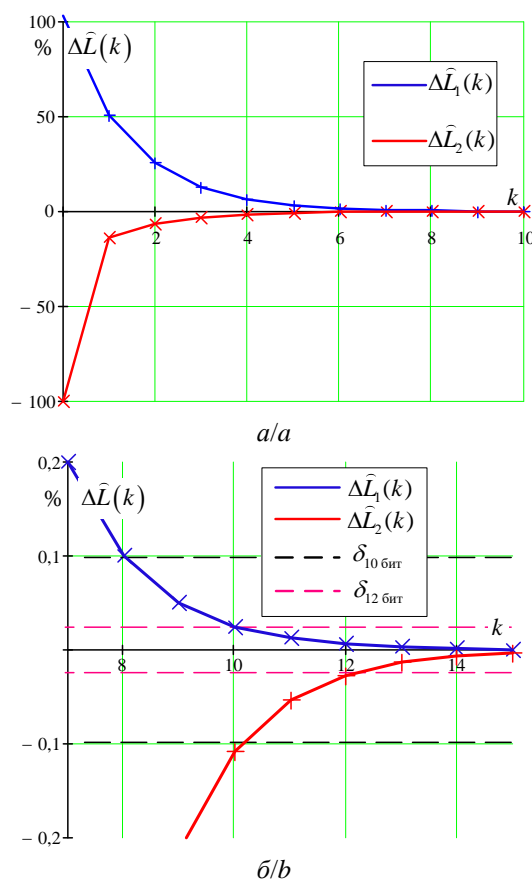


Рис. 7. Итерационные процессы уменьшения относительной ошибки оценивания: вид в целом (а) и с учетом погрешности квантования 10-ти и 12-ти разрядного АЦП (б)

Fig. 7. Procedures of iterative falling of relative error for 10-bits (a) and 12-bits ADC (b)

Для увеличения скорости сходимости алгоритма можно вести одновременный расчет сразу нескольких циклов идентификации, работающих при различных заданных начальных приближениях, усредняя на каждом шаге получаемые значения. Также увеличить скорость сходимости алгоритма позволит предварительный, более точный, выбор начальных приближений исходя из анализа кривой нарастания тока ВЭМА (рис 3, а).

Выводы

1. Показано, что для определения индуктивности катушек вибрационного электромагнитного активатора в силу повышенных вычислительных затрат затруднительно применять методы на основе решения уравнений Максвелла [13, 14]. Метод расчета магнитных цепей ВЭМА на основе элементарных пространственных фигур магнитного поля не может дать повышенную точность расчета в силу существенной сложности конструкции магнитной системы ВЭМА. Обосновано, что в этих условиях целесообразно перейти к оцениванию индуктивности катушек ВЭМА при фиксированном зоре на основе регрессионного анализа кривой затухания тока.
2. В работе проведено сопоставление зашумленной кривой затухания тока в катушках ВЭМА с соответствующим откликом настраиваемой регрессионной модели. Невязки между сигналом с датчика тока и, сигналом отклика настраиваемой модели возводятся в квадрат для избавления от знака не-

вязки. Целевая функция для решения оптимизационной задачи формируется как сумма квадратов вышеупомянутых невязок, полученных для фиксированного шага дискретизации по времени на всем интервале наблюдения за кривой затухания тока. Для составления нелинейного уравнения выполнена операция дифференцирования целевой функции по искомому параметру.

3. Для решения нелинейного алгебраического уравнения применялся метод касательных (метод Ньютона). Выбор этого метода связан с быстрой его сходимостью, а также возможностью получения аналитического выражения для расчета производной от целевой функции.
4. Были продемонстрированы работоспособность, быстрота сходимости и поведение погрешности предложенного способа оценки индуктивности катушек ВЭМА при существенном расхождении начальных условий оценивания от истинного значения как в большую, так и в меньшую сторону. При 10-разрядном АЦП алгоритм затрачивает не более 11 циклов расчета, а при 12-разрядном АЦП – не более 13 циклов расчета для вхождения в зону допустимых отклонений.
5. Предложенный способ оценивания индуктивности рекомендован к применению не только в системах управления ВЭМА, но для других электромагнитных механизмов, имеющих магнитную систему сложной конфигурации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Pevchev V.P. Principal dimensions of the short-stroke electromagnetic motor for a seismic wave generator // *Journal of Mining Science*. – 2009. – V. 45. – № 4. – P. 372–381.
2. Oil recovery from tank bottom sludge using rhamnolipids / Chuhan Liu, Yin Zhang, Shanshan Sun, Lixin Huang, Li Yu, Xiaonan Liu, Ruiqiu Lai, Yijing Luo, Zhiyong Zhang, Zhongzhi Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 170. – P. 14–20.
3. Analysis of oil content in drying petroleum sludge of tank bottom / Yuhua Wang, Xiaomin Zhang, Yuying Pan, Ying Chen // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – V. 42. – № 29. – P. 18681–18684.
4. Da S.L., Alves F.C., De França F.P. A review of the technological solutions for the treatment of oily sludges from petroleum refineries // *Waste Management & Research*. – 2012. – V. 30 (10). – P. 1016–1030.
5. Lushnikov S.V., Frank Y.A., Vorobyov D.S. Oil decontamination of bottom sediments experimental work result // *Earth science research journal*. – 2006. – V. 10. – № 1. – P. 35–40.
6. Nekrasov V.O. Modeling bottom sediment erosion process by swirling the flow by tangential supply of oil in the tank // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering: Transport and Storage of Hydrocarbons*. – 2016. – V. 154. – 7 p. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/154/1/012003> (дата обращения 13.06.2018).
7. Real time prediction of suspended solids in drilling fluids. Review Article / S.C. Magalhães, C.M. Scheid, L.A. CalHada, M.M. Lutterbach, R.S. Rezende, A.T.A. Waldmann // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – March 2016. – V. 30. – P. 164–175.
8. Данекер В.А., Рикконен С.В. Приготовление и коррекция показателей бурового раствора технологиями и оборудованием ВСМА // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 86–92.
9. Глазырин А.С. Системы питания и автоматического управления вибрационными электромагнитными активаторами: дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2004. – 193 с.
10. Устройство для управления электромагнитными вибраторами: пат. № 2348961 РФ. МПК G05D19/02 (2006.01). Заявка № 2008102340/28; опубл. 10.03.2008, Бюл. № 7. – 6 с.
11. 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.
12. Идентификация параметров механической системы вибрационного электромагнитного активатора по граничным окрестностям частотам / А.Н. Гаврилин, С.Н. Кладиев, А.С. Глазырин, Е.В. Боловин, В.И. Полищук // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 158–177.
13. Clerk Maxwell J. An elementary treatise on electricity. – Oxford: Clarendon Press, 1881. – 251 p.
14. Parameters assessment of the inductively-coupled circuit for wireless power transfer / Yu.N. Isaev, O.V. Vasileva, A.A. Budko, S. Lefebvre // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2017. – V. 177(1), no. 012097. – P. 1–6.
15. Herbert C.R. Electromagnetic Devices. – New York: John Wiley & Sons, Inc.; London: Chapman & Hall, Limited, 1941. – 568 p.
16. Основы теории электрических аппаратов / Б.К. Буль, Г.В. Буткевич, А.Г. Годжелло, В.Г. Кураев, Н.Е. Лысов, П.В. Сахаров, А.Г. Сливинская, И.С. Таев, А.А. Чунихин, Л.В. Шопен. – М.: Высшая школа, 1970. – 600 с.
17. Identification of parameters of power circuits pulse energy conversion systems of electromechanical equipment / E.A. Godovnikov, E.G. Andreeva, V.Z. Kovalev, R.T. Usmanov // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2019. – V. 1260 (5). – № 052007. – P. 1–8.
18. Identification of mathematical models parameters of electromechanical consumers of regionally isolated electrotechnical complexes / V.Z. Kovalev, O.V. Arhipova, S.S. Esin, A.A. Tatevosyan,

- A.G. Scherbakov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – V. 1260 (5). – № 052014. – P. 1–7.
19. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive identification method of a signal from stray magnetic field sensor for turbogenerator diagnostics // Journal of Siberian Federal University - Mathematics and Physics. – 2015. – V. 8 (2). – P. 201–207.
20. Kolomiyets E.A., Chernyshov A.Y. Observer of rotor speed and flux is developed for the vector control system of induction motor // Proc. 2015. International Siberian Conference on Control and Communications, SIBCON 2015. – Omsk, Russia, 2015. – № 7147102. – P. 1–4.
21. Experimental method for identifying high-coercive permanent magnets / A.S. Tatevosyan, A.A. Tatevosyan, V.V. Pedder, N.V. Zaharova // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – V. 1260 (5). – № 052031. – P. 1–6.
22. Determination of equivalent circuit parameters of the electric pulse device for cleaning the surface from contamination / A.S. Tatevosyan, A.A. Tatevosyan, N.V. Zakharova, A.A. Lukacheva // Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines: Proc. 2019, 12th International Scientific and Technical Conference. Dynamics 2018. – Omsk, Russia, 2019. – № 8601435. – P. 1–4.
23. Ковалев А.Ю., Кузнецов Е.М., Аникин В.В. Схемотехническое исследование переходной характеристики затухания тока статора погружного асинхронного электродвигателя // Теория и практика науки третьего тысячелетия: сборник статей. – Уфа: РИЦБашгу, 2014. – С. 149–152.
24. Боловин Е.В. Разработка алгебраических методов идентификации параметров асинхронных двигателей на основе дискретных моделей: дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2018. – 271 с.
25. Козаченко В.Ф. Микропроцессоры: руководство по применению 16-разрядных микропроцессоров Intel MCS-196/296 встроенных системах управления. – М.: Изд-во «ЭКОМ», 1997. – 688 с.
26. Котельников В.А. О пропускной способности эфира и проволоки в электросвязи — Всесоюзный энергетический комитет // Материалы к I Всесоюзному съезду по вопросам технической реконструкции дела связи и развития слаботочной промышленности, 1933. Репринт статьи в журнале УФН. – 2006. – Т. 176. – № 7. – С. 762–770.
27. Kotelnikov V.A. The Theory of Optimum Noise Immunity. – New York: McGraw-Hill Book Co., 1959. – 140 p.

Поступила 30.08.2019 г.

Информация об авторах

Глазырин А.С., доктор технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета; профессор Института нефти и газа Югорского государственного университета.

Аникин В.В., соискатель кафедры электрической техники Омского государственного технического университета.

Буньков Д.С., аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Антяскин Д.И., аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Старцева Ю.Н., аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ковалев В.З., доктор технических наук, профессор Института нефти и газа Югорского государственного университета.

Хамитов Р.Н., доктор технических наук, доцент, профессор кафедры электрической техники Омского государственного технического университета; профессор кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

Кладиев С.Н., кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Филипас А.А., кандидат технических наук, доцент отделения автоматизации и робототехники Инженерной школы информационных технологий и робототехники Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 621.313.282.2: 681.5.015.7

NONLINEAR ALGEBRAIC ESTIMATION OF A VIBRATION ELECTROMAGNETIC ACTIVATOR INDUCTIVITY BY A FALLING CURRENT CURVE

Alexander S. Glazyrin^{1,2},
asglazyrin@tpu.ru

Vasily V. Anikin³,
v-anikin2012@mail.ru

Dmitriy S. Bunkov¹,
bunkovds@tpu.ru

Dmitriy I. Antyaskin¹,
antyaskin.dmitriy@gmail.com

Yulia N. Startseva¹,
joulypaxomenko@mail.ru

Vladimir Z. Kovalev²,
vz_kovalev@mail.ru

Rustam N. Khamitov^{3,4},
apple_27@mail.ru

Sergey N. Kladiev¹,
kladiev@tpu.ru

Alexander A. Filipas¹,
filipas@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

³ Omsk State Technical University,
11, Mira avenue, Omsk, 634050, Russia.

⁴ Tyumen Industrial University,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

The relevance. In technologies related to preparation of drilling fluids and thinning down of highly viscous oil products, it is promisingly to use the vibration electromagnetic activators. Vibration electromagnetic activators, operating at near-resonant frequencies in limit shock-free modes with the maximum energy efficiency, requires the determination of the coil inductance at fixed values of the magnetic gap. One of the most promising methods for determining inductance is the preliminary identification of the parameters of adaptive model by falling current curve.

The main aim of the research is to develop a method of identification the inductance of a vibration electromagnetic activator coil with a fixed value of the magnetic gap based on regression analysis of the free component of the current.

Methods: ordinary differential equations, Laplace transform with zero initial conditions, transfer function impulse response, regression analysis, the methods of differential equations solving, Newton method, theory of optimization, minimization based on sum squares of residuals objective function.

Results. The paper introduces the method for preliminary identification of the inductance of vibration electromagnetic activator coils based on a regression analysis of falling current curve. The authors have concocted out the formula for objective function and composed a nonlinear algebraic equation relative to its derivative with respect to the estimated argument. The paper demonstrates the operational integrity, speed of convergence and dynamics of changing the error in the developed method with a significant deviation of the a priori values of the estimated value from the true one, both up and down. When using a 10-bit analog-to-digital converter, the algorithm for preliminary identification of inductance will require no more than 11 calculation cycles to enter the dead zone, and when using a 12-bit analog-to-digital converter, no more than 13 calculation cycles.

Key words:

Vibration electromagnetic activator, drilling fluid, highly viscous oil products, complex magnetic circuit, falling current curve, inductance estimation, regression analysis, nonlinear algebraic equation, Newton's method for solving a nonlinear equation.

REFERENCES

1. Pevchev V.P. Principal dimensions of the short-stroke electromagnetic motor for a seismic wave generator. *Journal of Mining Science*, 2009, vol. 45, no. 4, pp. 372–381.
2. Chuhan Liu, Yin Zhang, Shanshan Sun, Lixin Huang, Li Yu, Xiaonan Liu, Ruiqiu Lai, Yijing Luo, Zhiyong Zhang, Zhongzhi Zhang. Oil recovery from tank bottom sludge using rhamnolipids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 170, pp. 14–20.
3. Yuhua Wang, Xiaomin Zhang, Yuying Pan, Ying Chen. Analysis of oil content in drying petroleum sludge of tank bottom. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42, no. 29, pp. 18681–18684.
4. Da S.L., Alves F.C., De França F.P. A review of the technological solutions for the treatment of oily sludges from petroleum refineries. *Waste Management & Research*, 2012, vol. 30 (10), pp. 1016–1030.
5. Lushnikov S.V., Frank Y.A., Vorobyov D.S. Oil decontamination of bottom sediments experimental work result. *Earth science research journal*, 2006, vol. 10, no. 1, pp. 35–40.
6. Nekrasov V.O. Modeling bottom sediment erosion process by swirling the flow by tangential supply of oil in the tank. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering: Transport and Storage of Hydrocarbons*, 2016, vol. 154, 7 p. Available at: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/154/1/012003> (accessed 13 June 2018).
7. Magalhães S.C., Scheid C.M., CalHada L.A., Lutterbach L.M.M., Rezende R.S., Waldmann A.T.A. Real time prediction of suspended solids in drilling fluids. Review Article. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, March 2016, vol. 30, pp. 164–175.
8. Daneker V.A., Rikonen S.V. Preparation and correction of drilling mud by technology and equipment of vibro-jet-magnetic activation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 86–92. In Rus.
9. Glazyrin A.S. *Sistemy pitaniya i avtomaticheskogo upravleniya vibratsionnymi elektromagnitnymi aktivatorami*. Diss. Kand. nauk [Power systems and automatic control of vibration electromagnetic activators. Cand. Diss.]. Tomsk, 2004. 193 p.
10. Tsurpal S.V., Glazyrin A.S. *Ustroystvo dlya upravleniya elektromagnitnymi vibratorami* [Device for controlling electromagnetic vibrators]. Patent RF, no. 2008102340/28, 2008.
11. Gavrilin A.N., Bolovin E.V., Glazyrin A.S., Kladiev 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.
12. Gavrilin A.N., Kladiev 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.
13. Maxwell J.C. *An elementary treatise on electricity*. Oxford, Clarendon Press, 1881. 251 p.
14. Isaev Yu.N., Vasileva O.V., Budko A.A., Lefebvre S. Parameters assessment of the inductively-coupled circuit for wireless power transfer. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2017, vol. 177 (1), no. 012097, pp. 1–6.
15. Herbert C.R. *Electromagnetic Devices*. New York: John Wiley & Sons, Inc.; London: Chapman & Hall, Limited, 1941. 568 p.
16. Bul B.K., Butkevich G.V., Goyello A.G., Kuraev V.G., Lysov N.E., Sakharov P.V., Slivinskaya A.G., Taev I.S., Churnikhin A.A., Shopen L.V. *Osnovy teorii elektricheskikh apparatov* [Fundamentals of the theory of electrical apparatus]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1970. 600 p.
17. Godovnikov E.A., Andreeva E.G., Kovalev V.Z., Usmanov R.T. Identification of parameters of power circuits pulse energy conversion systems of electromechanical equipment. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1260 (5), no. 052007, pp. 1–8.
18. Kovalev V.Z., Arhipova O.V., Esin S.S., Tatevosyan A.A., Scherbakov A.G. Identification of mathematical models parameters of electromechanical consumers of regionally isolated electrotechnical complexes. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1260 (5), no. 052014, pp. 1–7.
19. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive identification method of a signal from stray magnetic field sensor for turbogenerator diagnostics. *Journal of Siberian Federal University – Mathematics and Physics*, 2015, vol. 8 (2), pp. 201–207.
20. Kolomiets E.A., Chernyshov A.Y. Observer of rotor speed and flux is developed for the vector control system of induction motor. *International Siberian Conference on Control and Communications, SIBCON 2015*. Omsk, Russia, 2015. No. 7147102, pp. 1–4.
21. Tatevosyan A.S., Tatevosyan A.A., Pedder V.V., Zaharova N.V. Experimental method for identifying high-coercive permanent magnets. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1260 (5), no. 052031, pp. 1–6.
22. Tatevosyan A.S., Tatevosyan A.A., Zakharova N.V., Lukacheva A.A. Determination of Equivalent Circuit Parameters of the Electric Pulse Device for Cleaning the Surface from Contamination. *12th International Scientific and Technical Conference. Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines. Dynamics 2018*. Omsk, Russia, 2019. No. 8601435, pp. 1–4.
23. Kovalev A.Yu., Kuznetsov E.M., Anikin V.V. Skhemotekhnicheskoe issledovanie perekhodnoy kharakteristiki zatukhaniya toka statora pogruzhnogo asinkhronnogo elektrodvigatelya [Schematic study of the transient response of the stator current attenuation of a submersible induction motor]. *Teoriya i praktika nauki tretego tysyachel'etiya: sbornik statey*. Ufa, RIC Bashgu Publ., 2014. pp. 149–152.
24. Bolovin E.V. *Razrabotka algebricheskikh metodov identifikatsii parametrov asinkhronnykh dvigateley na osnove diskretnykh modeley*. Diss. Kand. nauk [Development of algebraic methods for identifying the parameters of induction motors based on discrete models. Cand. Diss.]. Tomsk, 2018. 271 p.
25. Kozachenko V.F. *Mikroprotsessory: rukovodstvo po primeneniyu 16-razryadnykh mikroprotsessorov Intel MCS-196/296 vo stroen'nykh sistemakh upravleniya* [Microprocessors: a guide to using 16-bit Intel MCS-196/296 microprocessors in built-in control systems]. Moscow, EKOM Publ., 1997. 688 p.
26. Kotelnikov V.A. O propusknoy sposobnosti efira i provoloki v elektrosvyazi – Vsesoyuzny energeticheskii komitet [On the bandwidth of ether and wire in telecommunications – All-Union Energy Committee]. *Materialy k I Vsesoyuznomu sezdru po voprosam tekhnicheskoy rekonstruktsii dela svyazi i razvitiya slabotochnoy promyshlennosti* [Materials to the I All-Union meeting on the issues of technical reconstruction for connection and development of low-current industry]. *UFN*, 2006, vol. 176, no. 7, pp. 762–770.
27. Kotelnikov V.A. *The theory of optimum noise immunity*. New York, McGraw-Hill Book Co., 1959. 140 p.

Received: 30 August 2019.

Information about the authors

Alexander S. Glazyrin, Dr. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University; professor, Yurga State University.

Vasily V. Anikin, postgraduate student, Omsk state technical University.

Dmitriy S. Bunkov, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Dmitriy I. Antyashkin, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Yulia N. Startseva, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vladimir Z. Kovalev, Dr. Sc., professor, Yurga State University.

Rustam N. Khamitov, Dr. Sc., professor, Omsk State Technical University; professor, Tyumen Industrial University.

Sergey N. Kladiev, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexander A. Filipas, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 551:624

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВЫБОРА МЕСТА ТРАНСПОРТНОГО ПЕРЕХОДА «МАТЕРИК–САХАЛИН»

Мелкий Вячеслав Анатольевич¹,
vamelkiy@mail.ru

Братков Виталий Викторович²,
vbratkov@mail.ru

Верхотуров Алексей Александрович¹,
ussr-91@mail.ru

¹ Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН,
Россия, 693022, г. Южно-Сахалинск, ул. Науки, 16.

² Московский государственный университет геодезии и картографии,
Россия, 105064, г. Москва, Гороховский пер., 4.

Геостратегическое положение России в Азиатско-Тихоокеанском регионе определяется уровнем экономического, социального, политического развития на территории Дальнего Востока. Перспективы его улучшения с учетом современных реалий и тенденций невозможно представить без развития транспортно-экономических связей между субъектами, в том числе о. Сахалин с материком. Рынок трансконтинентальных перевозок в рамках международных транспортных коридоров – огромный позитивный потенциал для развития регионов Дальнего Востока, Сибири и всей России. Принятие решения о развитии транспортной инфраструктуры окраин на уровне Правительства Российской Федерации продемонстрирует отношение государства к своей дальневосточной территории и обозначит его позиции в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью проработки проектных решений по выбору возможных вариантов организации устойчивого круглогодичного транспортного сообщения между материком и Сахалином для освоения ресурсного потенциала прилегающих территорий. Окончательный выбор места и типа сооружения, которое обеспечит бесперебойные перевозки железнодорожным и автомобильным транспортом через Татарский пролив, может быть произведен только после тщательного анализа преимуществ какого-либо из них в зависимости от природных условий.

Цель: проанализировать результаты геологических и геоморфологических исследований в проливе Невельского (самой узкой части Татарского пролива) для выбора места транспортного перехода.

Материалы и методы исследования. Информационной основой для исследования послужили картографические материалы, данные дистанционного зондирования Земли, сейсмические профили, иные данные, полученные в результате инженерных изысканий и научно-исследовательских работ, в которых принимали участие авторы, а также сведения из литературных источников. Картографирование в геоинформационной среде позволило обновить геологические карты, нанести новые данные о разломах, уточнить границы стратиграфических толщ. В геоморфологических исследованиях использовался системно-морфологический подход, который дает возможность оценки геоморфологического риска. Доступная информация использовалась при моделировании процессов в проливе с применением ГИС-технологий. Авторы выполняли геологические работы при исследовании створа «Новый» в 2001 г. Большая часть полученных сведений публикуется впервые.

В результате исследований геологического строения прибрежных территорий и дна пролива Невельского, проведенных во время изысканий для обоснования проекта мостового или тоннельного перехода с материка на о. Сахалин (в том числе и с участием авторов) выявлено, что рифтогенная структура пролива Невельского состоит из блоков земной коры, рассеченных глубинными разломами. Территория отнесена к зоне, где возможны сейсмические сотрясения в 7–8 баллов по шкале MSK-64. Отступление материкового берега сильно зависит от прочности пород. Интенсивность абразии мыса Невельского, установленная по данным космических съемок, не превышала 1 м за 100 лет, поэтому створы проектируемого сооружения на материковом берегу целесообразно начинать от береговых уступов (клифов), которые сложены лавами и пирокластическими отложениями базальтового и андезитового состава массивной текстуры (мысы Невельского, Екатерины, Муравьева и др.). На сахалинском берегу сооружение можно выводить на береговой уступ мыса Лах (он меньше всего подвержен размыву). Предварительные итоги изучения геологических условий показали, что строительство мостового перехода I класса сейсмостойкости через пролив возможно. Наиболее спокойным в сейсмическом отношении представляется створ «Новый» (м. Невельского – м. Лах). Полученные геоморфологические данные свидетельствуют о том, что в данном створе размыв береговых уступов минимальный и составляет первые сантиметры за год (в период наблюдений 1 см/год). Геолого-геоморфологические условия не окажут серьезных препятствий при сооружении объекта по линии между указанными мысами.

Ключевые слова:

Геоинформационное картографирование, дистанционное зондирование Земли, блоки земной коры, инженерные изыскания, стратиграфия, геоморфология, тектоника, математическое моделирование, геодезическая привязка.

Введение

В настоящее время на уровне Правительства России активно обсуждается вопрос о необходимости и целесообразности строительства транспортного перехода из материковой части страны на остров Сахалин.

Скептики считают, что в реализации данного проекта нет экономической целесообразности в силу малой заселенности территории севера Хабаровского края и острова. В качестве контраргументов приводится довод о лучшей транспортной связанности страны и

возможности роста экономических связей с Азиатско-Тихоокеанским регионом.

Второй пункт разногласий связан с местом прохода и видом мостового перехода. С экономической точки зрения желательно, чтобы он проходил по кратчайшему маршруту, однако такое решение не всегда себя оправдывает. Поэтому мы остановимся на положительных и отрицательных аспектах возможных вариантов расположения перехода, которые будут способствовать выбору оптимального решения с позиции геолого-геофизической обоснованности.

История проектов соединения острова с материком

Вопрос о строительстве сооружений, которые связали бы Сахалин с большой землей, неоднократно обсуждался в нашей стране, начиная с XIX в. [1–3]. Позднее, в 1925 г., советский экономгеограф Н.Н. Колосовский представил доклад о задачах развития дальневосточных производственно-территориальных комплексов, в котором отмечал, что надежную связь Сахалина с континентальным побережьем можно обеспечить, построив железную дорогу на остров [4].

В марте 1950 г. на совещании у И.В. Сталина руководитель Сахалинского обкома партии Д.Н. Мельник обосновал необходимость организации сообщения между островом и материком. Предлагались различные варианты перехода: насыпные дамбы, большой мост через пролив и ледокольно-паромные перевозки [5]. Политбюро ЦК в начале апреля решило проложить железную дорогу Комсомольск-на-Амуре – Победино через Де-Кастри, Погиби, Ныш, пролив Невельского намечалось пройти тоннельным переходом, а также организовать резервное железнодорожное морское паромное сообщение [6]. Буквально через неделю были созданы два управления в системе МВД, начались изыскательские, проектные и строительные работы [7].

Государственный комитет Совмина СССР по делам строительства в ноябре 1952 г. в своем заключении рекомендовал Министерству путей сообщения доработать технический проект, составленный с учетом всей имеющейся информации, уточнить объем дополнительных затрат, необходимых для завершения строительства в 1955 г. Техническим проектом предусматривалось строительство тоннеля между мысами Средний и Погиби протяженностью 12,9 км на линии Комсомольск–Победино [8].

После смерти руководителя государства Л.П. Берия утвердил список 20 объектов строительства, в которых страна больше не нуждалась. Лагеря на трассе тут же опустели, техника была брошена, работы прекратилось.

В 1979 г. в очередной раз пытались вернуться к реализации проекта, дополнив в части организации сообщения Сахалина с Японией посредством перехода через пролив Лаперуза, в связи с проработкой вопроса о транспортировке углеводородного сырья с нефтяных и газовых месторождений сахалинского шельфа, которые начинали осваивать на основе соглашения о разделении продукции [9].

Федеральной целевой программой развития транспортной инфраструктуры страны в 2002–2010 гг. предусматривалось строительство железной дороги на остров [10]. Вновь был выполнен большой комплекс изыскательских и проектных работ, в которых принимало участие более 30 научных и проектно-изыскательских институтов различного ведомственного подчинения, в том числе и Сахалинский госуниверситет. При корректировке Программы пункт о прокладке магистрали на Сахалин исчез, решение вопроса об устойчивом сообщении острова с континентальной частью страны отложили на неопределенное время. Тем не менее требуется продолжение изучения вопросов, связанных с реализацией данного проекта, в связи с чем необходим анализ геолого-геоморфологической информации, обеспечивающей правильность выбора варианта перехода через пролив Невельского. Материалы хранятся в разных ведомствах и могут быть просто безвозвратно утрачены.

Результаты выбора варианта перехода через пролив Невельского

Для выбора оптимального варианта перехода необходимо проанализировать целый комплекс природных факторов, определяющих возможности строительства и эксплуатации сложного инженерного сооружения и служащих предпосылками к выбору конструктивных решений и местоположения. Для начала оценим геологические и геоморфологические условия в проливе, которые очень важны для выбора места перехода.

Первый фактор, влияющий на выбор створа для перехода, определяется строением земной коры и сейсмическими подвижками.

Тектоника и рельеф фундамента в проливе

Пролив Невельского расположен на границе между двумя блоками земной коры: крупными горстовыми сооружениями северной части Сихотэ-Алинской складчатой области с наложенным на складчатое основание вулканическим поясом и северной частью крупнейшего в регионе Западно-Сахалинского прогиба. Северо-Татарский асимметричный грабен занимает пространство между материковым берегом и подножием антиклинория Западно-Сахалинских гор [11].

В настоящее время методом обменных волн определена мощность земной коры в проливе: поверхность Мохоравичича установлена на глубине 29–30 км [12]. Отмечено также несовпадение структурных планов в нижних горизонтах коры и верхней мантии. Анализ геолого-геофизической информации по северной части Татарского пролива и прилегающей суши показывает, что акустический фундамент по линии фарватера находится на глубине около 2 км, на обоих его берегах – 4–5 км [13] (рис. 1).

Складчатый фундамент исследуемой территории разбит глубинными зонами деструкции и горизонтально ориентированными зонами дилатансии, образовавшимися вследствие процессов растяжения и сжатия, которые формируются в геодинамической обстановке, свойственной рифтогенным структурам, таким как Татарский прогиб [15–18].

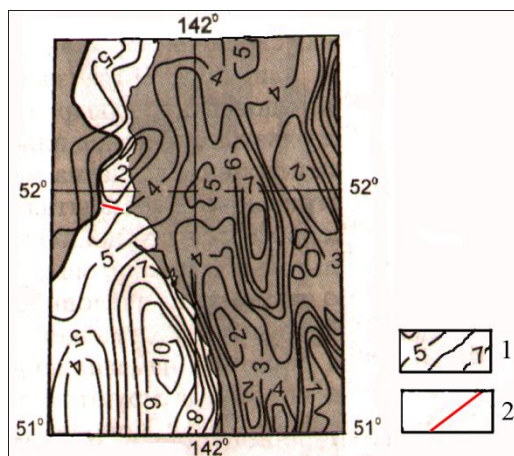


Рис. 1. Схема мощности осадочного чехла в проливе Невельского [14]: 1 – изогипсы (в км); 2 – створ м. Невельского – м. Лакх

Fig. 1. Scheme of sedimentary cover power in the Nevel'sky Strait [14]: 1 are the isohypses (km); 2 is the leading line Nevel'sky Cape – Lakh Cape

Разрывные нарушения в районе пролива Невельского образовались под влиянием процессов перестройки тектонического плана в периоды повышенной тектонической активности региона: ламарийского (на границе палеогена и неогена (23–19 млн лет)) [19], алеутского (граница раннего и среднего миоцена (15–11 млн лет)) и сахалинского (при переходе от плиоцена к квартеру) [20].

Ламарийский рифтогенез характеризовался опусканием блоков земной коры по глубинным разломам, что вызывало резкую активизацию движений в зоне Восточно-Сихотэ-Алинского структурного шва, с образованием новых оперяющих разрывных нарушений, глубоко вклинивающихся в консолидированную структуру материка. Оживление тектонических движений вызвало приток по глубинным разломам большого объема магматических масс, впоследствии изверженных на поверхность.

К числу крупных оперяющих разрывов, направленных параллельно или под острым углом к современной береговой линии, ограничивающей материк, следует отнести сбросы или сбросо-сдвиги. Их амплитуда достигает нескольких сотен метров. В пределах Северного Сихотэ-Алия преобладают оперяющие разрывы, между которыми заключены узкие, чаще опущенные, реже поднятые линейные блоки. Грабены в этой зоне обычно расширяются к северу. Это служит указанием на то, что основное направление сдвиговых деформаций, параллельных разломной границе материка, происходило с юга на север.

Геологические отложения материка довольно слабо затронуты пликативными дислокациями и еще более интенсивно – разрывными. Первые представляют собой пологие симметричные складки, сопряженные между собой по дугам большого радиуса и осложненные на крыльях крутопадающими сбросами. В ядрах антиклинальных перегибов выходов вулканогенных пород, древнее миоценовых, не установлено.

Специфическая черта разломов Северного Сахалина – вовлечение в воздымание смежных структур [21]. На западе острова взброс проявляется на много западнее линии меридионального Западно-Сахалинского регионального разлома и тяготеет к берегу пролива Невельского. С восточной стороны к оперению этого дизъюнктивного нарушения относят молодые локальные разрывы западного борта Лангры-Вагисской гряды [22].

Согласно схеме общего сейсмического районирования, на исследуемой территории возможны землетрясения с превышением максимальной интенсивности сейсмических сотрясений 1 раз в 50 лет: 7 баллов с вероятностью $P=39\%$ (период повторяемости $T=100$ лет); 8 баллов – $P=10\%$ ($T=500$ лет); превышающих 8 баллов – $P=5\%$ ($T=1000$); 9 баллов – $P=2\%$ ($T=2500$); свыше 9 баллов – $P=1\%$ ($T=5000$) и свыше 9 баллов – с $P=0,5\%$ ($T=10000$) (рис. 2) [23]. На исследованной территории имеются многочисленные разломы различной протяженности и глубины.

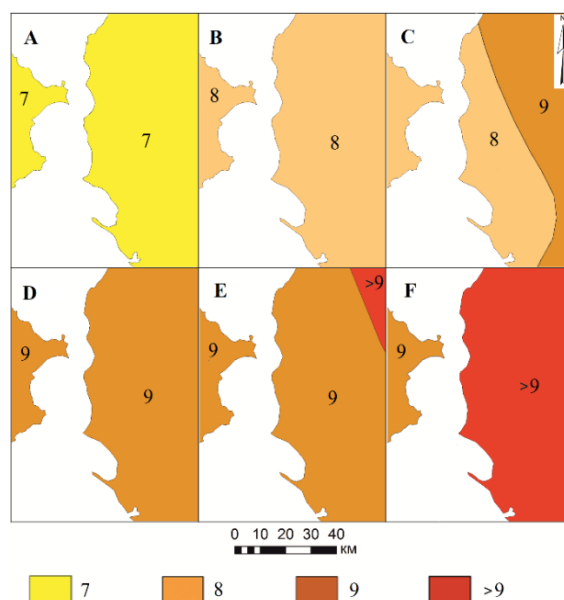


Рис. 2. Общее сейсмическое районирование территории пролива Невельского ОСР-2012. Максимальная интенсивность сейсмических сотрясений (I, баллы) с различной вероятностью возможного превышения в течение 50 лет и соответствующим периодом повторяемости: А) $P=39\%$, $T=100$ лет; В) $P=10\%$, $T=500$ лет; С) $P=5\%$, $T=1000$ лет; D) $P=2\%$, $T=2500$ лет; E) $P=1\%$, $T=5000$ лет; F) $P=0,5\%$, $T=10000$ лет. Составлено по данным ОСР-2012 [23]

Fig. 2. General seismic zoning of the Nevel'sky Strait OSR-2012. Maximum intensity of seismic shocks (I, points) with different probability of possible exceedance within 50 years and corresponding recurrence period: A) $P=39\%$, $T=100$ years; B) $P=10\%$, $T=500$ years; C) $P=5\%$, $T=1000$ years; D) $P=2\%$, $T=2500$ years; E) $P=1\%$, $T=5000$ years; F) $P=0,5\%$, $T=10000$ years. Compiled by OSR-2012 [23]

В соответствии с п. 4.9. свода правил проектирования транспортных сооружений в сейсмических

районах, строящийся объект должен соответствовать классу сейсмостойкости I с допустимым сейсмическим риском от 1 до 2,5 %. На исследуемой территории расчетная сейсмичность составляет 9 баллов (карты D и E), поэтому при проектировании объектов транспортного строительства следует разрабатывать проведение антисейсмических мероприятий [24].

Стратиграфическая характеристика

Второй фактор выбора места и типа перехода определяется стратиграфическим строением исследуемой территории [25–27] (рис. 3).

На акватории Татарского пролива с середины семидесятых годов до начала девяностых активно проводились поисково-разведочные работы на нефть и газ. В этот период отработано около 23 тыс. пог. км сейсмопрофилей и выполнено бурение поисковых и параметрических скважин общим метражом 33 тыс. м [27]. Материалы проведенных исследований позволяют произвести четкое выделение структурно-стратиграфических комплексов.

Четкие, выраженные стратиграфические несогласия позволяют разделить осадочные образования региона на четыре структурно-вещественных комплекса: позднеме-

ловой, палеоцен-эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый и среднемиоцен-четвертичный [27] (рис. 4). Сложные сейсмогеологические условия затрудняют однозначное выделение двух нижних комплексов. Полагают, что они мало отличаются от аналогичных комплексов на смежной территории Сахалина.

Первый структурный комплекс сложен уплотненными осадочными и вулканогенно-осадочными породами мощностью до 4,0 км. Он без выраженной границы сменяется выше по разрезу вторым комплексом, выполненным в основном континентальными слабо-литифицированными осадочными и вулканогенно-осадочными образованиями мощностью до 2 км. На прилегающей к проливу Невельского территории Энгизпальского стратиграфического района нижний комплекс палеоцен-эоценового возраста представлен чередующимися пластами разнотерристых песчаников, алевролитов и аргиллитов Таусменской толщи, которые перекрывают преимущественно глинистые отложения Ныйденской пачки [20]. В сторону материкового берега мощность нижнепалеогеновых образований значительно сокращается, а в прибрежной зоне толща и вовсе выклинивается.



Рис. 3. Геологическая схема территории пролива Невельского (по данным листов карты М-54-IV, N-54-XXXIV и результатам сейсмических исследований [13, 27])

Fig. 3. Geological scheme of the territory of the Nevel'sky Strait (according to the sheets of map M-54-IV, N-54-XXXIV and results of seismic studies [13, 27])

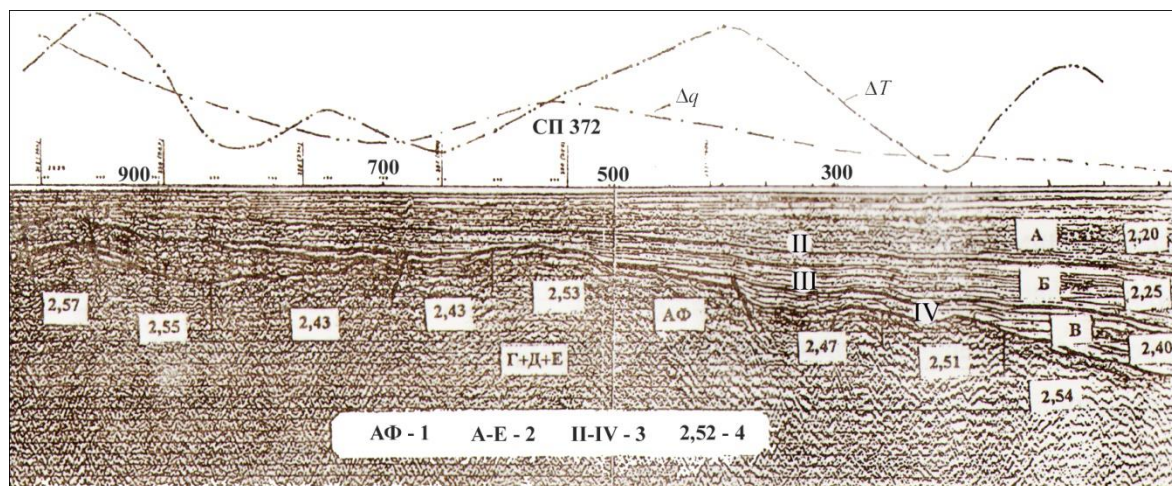


Рис. 4. Геолого-геофизический разрез по сейсмопрофилю № 372 [27]. 1 – акустический фундамент; 2 – структурно-стратиграфические комплексы; 3 – отражающие горизонты; 4 – расчетная плотность пород

Fig. 4. Geological and geophysical section of seismic profile no. 372 [27]. 1 – acoustic foundation; 2 – structural-stratigraphic complexes; 3 – reflecting horizons; 4 – calculated density of rock

Олигоцен-нижнемиоценовый комплекс представлен толщей осадков мощностью от 0,5 до 4,0 км. Нижняя часть комплекса (хойджинская свита в проливе и синхронная с ней мацигарская в Энгизпальском районе Сахалина) сложены глубоководными глинистыми и кремнистыми отложениями. На смежном участке материковой суши осадконакопление в это время практически отсутствовало. При формировании верхней толщи в прибрежно-материковой среде продолжалось накопление кремнистых алевроитоглинистых пород. На острове формировалась даехуринская свита, в ее верхней толще местами распространены андезитобазальты, шаровые лавы, туфы. Распространение литофизического комплекса по площади и разрезу имеет сложный характер из-за наличия вулканокластики вокруг вулканических центров на Сахалине, подобные отложения накапливались в Сихотэ-Алинском поясе [28]. В прибрежной зоне материка образовалась кизинская свита (N_{1kz}), сложенная базальтами, андезитами и пирокластическими отложениями.

Выше по разрезу залегают толщи верхнекизинской подсвиты (N_{1kz_2}), где преобладают долериты, андезиты, андезито-дациты и андезито-базальты. Близ побережья в составе подсвиты часто встречаются пирокластические отложения.

Отложения миоцен-плиоценового возраста в проливе разделяются на два структурно-стратиграфических комплекса: нижний (пески и слабо сцементированные алевролиты) мощностью 600–1200 м и верхний (чередование песков, алевролитов, глин с прослоями лигнитов) мощностью до 500 м. Внутреннее строение нижней толщи достаточно сложное: при слабokon-трастной локальной складчатости она разбита на ряд грабен и горстов. Верхний комплекс отличается от нижнего малой степенью дислоцированности и практически полным отсутствием разрывных нарушений.

Отложения верхнего структурно-стратиграфического комплекса аналогичны обнажающимся на поверхно-

сти отложениям нутовской свиты (N_{2nt}), развитой на западном побережье о. Сахалин [28]. В прибрежной полосе они перекрыты чехлом четвертичных отложений. Толща представлена песками, слабо сцементированными песчаниками, в нижней и средней частях разреза встречаются редкие прослои галечников, гравелитов, алевролитов и глин.

Комплекс неогеновых экструзий на побережье пролива Невельского образован породами, генетически связанными с эффузивами кизинской свиты, поэтому их слагают те же породы, которыми представлены покровные образования. Морфология экструзивных тел разнообразна, однако чаще они встречаются в виде даек, штоков, куполов. В большинстве случаев серии жильных пород приурочены к зонам дробления, при этом какого-либо существенного воздействия на вмещающие породы они не оказывают. Преобладающее простирание жильных пород совпадает с направлением береговой линии либо перпендикулярно к ней.

Стратиграфическая схема палеогеновых и неогеновых отложений в районе Татарского пролива, основанная на геологических и палеонтологических данных, хорошо коррелируется с другими кайнозойскими разрезами в Японском море и соседних окраинных бассейнах [29–36].

Верхнечетвертичные отложения в проливе и на его берегах представлены аллювиально-морскими, морскими и аллювиальными фациями (рис. 5). Как правило, в проливе морские отложения у берегов представлены теми же разностями пород, что и на суше.

Аллювиально-морские формирования распространены на большей части площади островной территории, где они слагают наклонную аккумулятивную равнину высотой 6–25 м. В разрезе этих комплексов в северной части территории резко преобладают пески, изредка в них отмечаются редкие прослои глины, гравия и мелкой гальки мощностью до 0,5 м. В юж-

ном направлении роль гравийно-галечных отложений заметно увеличивается. Подошва аллювиально-морских отложений не вскрыта, их поверхность перекрыта сплошным покровом современных торфяников. Мощность пачки вблизи береговой линии Татарского пролива составляет 20 м, а на некотором удалении от нее – уменьшается до 1–2 м.

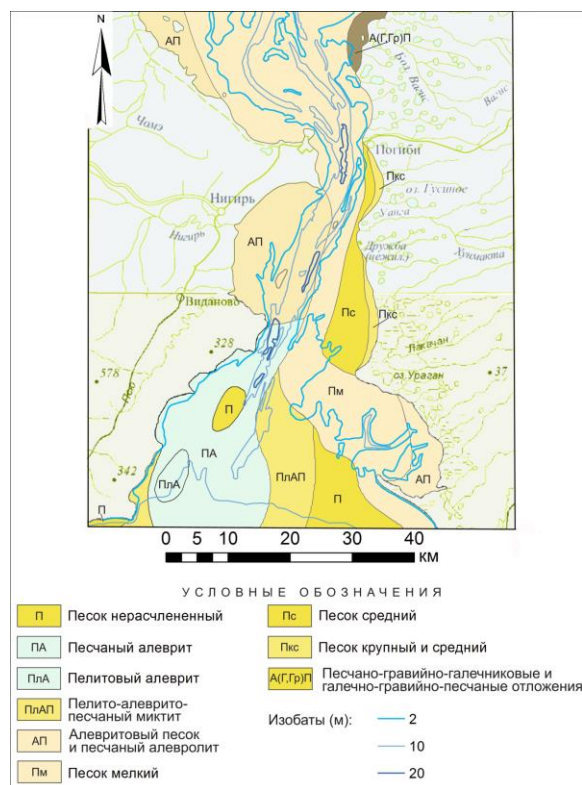


Рис. 5. Литологическая схема поверхности дна пролива Невельского (по данным литологических карт и материалам инженерно-геологических изысканий) [37, 38]

Fig. 5. Lithological scheme of the surface of the bottom of the Nevelsky Strait (according to lithological maps and materials of engineering-geological surveys) [37, 38]

Верхнечетвертичные отложения морского генезиса залегают на островной территории в аккумулятивном чехле цокольной морской террасы, которая достигает высоты 10–20 м. В разрезе этого формирования преобладают галечники и гравий, ритмично чередующиеся с тонкими (0,4–0,5 м) прослоями грубозернистого гравелистого песка. К основанию разреза обычно отмечается заметное увеличение размеров галечного материала, местами появляются прослой валунно-галечных отложений с содержанием валунов до 20 %. Мощность отложений меняется от 4 до 7 м.

Аллювиальные отложения верхнечетвертичного возраста выделены в незначительном объеме в материковой части. Их вскрытая мощность не превышает 2 м, истинная неизвестна. Поверхность галечников перекрыта современными торфяниками.

Современные отложения, которые отнесены к нерасчлененным на материке, на острове прекрасно

разделены на нижний (Q_{IV}^1) и верхний (Q_{IV}^2) горизонты [37, 38]. Нижний горизонт представлен аллювиальными, аллювиально-морскими и морскими фациями.

Аллювиальные породы нижнего горизонта (Q_{IV}^1), вскрывающиеся в приустьевых частях материковых рек, представлены глинами, суглинками и тонкозернистыми песками. Грубообломочные разности не характерны для данного типа отложений. Мощность аллювия в низовьях наиболее крупных рек, возможно, превышает 10 м.

Аллювиально-морские отложения представлены в нижней части разреза песками, в верхней – суглинками или глинами, их мощность достигает 6–8 м.

Морские отложения нижнего горизонта слагают аккумулятивную террасу высотой 2–5 м, которая протягивается узкой полосой вдоль сахалинского побережья. Терраса сложена песками и песчано-гравийными отложениями. Мощность морских отложений 4–6 м.

Верхний горизонт современных отложений (Q_{IV}^2) на островной части площади представлен аллювиальными, аллювиально-морскими, морскими, эоловыми и органогенными образованиями.

Аллювиальные отложения встречаются повсеместно в поймах рек. Мощность этих отложений достигает 3–5 м. В приустьевых частях рек пойменные отложения замещаются аллювиально-морскими, которые представлены суглинками, глинами, песками. Морские отложения слагают низкую морскую террасу высотой 0,5–1,5 м, береговые валы кос, пляж и широкую полосу осушки. Они представлены преимущественно песками с маломощными линзами мелкого гравия и песчанистых глин.

Органогенные образования представляют собой рыхлый, слабо разложившийся, неуплотненный торф, который сплошным покровом мощностью до 3–4 м перекрывает на значительной площади верхнечетвертичные и современные (нижний горизонт) толщи.

Эоловые отложения также имеют современный возраст. Они распространены вдоль морского побережья Сахалина, образуют серию небольших дюн высотой 3–6 м.

Геоморфологическая характеристика побережья и береговой зоны

Морфометрический анализ рельефа выполнен на основе модели рельефа ALOS World 3D, созданной Японским агентством аэрокосмических исследований (JAXA). Разрешение снимков, используемых при создании модели для анализа рельефа побережья пролива Невельского, составляет 30 м. Данные находятся в открытом доступе [39, 40].

Обработка первичных данных осуществлялась с использованием пакета ArcGIS 10.3. Первичные данные, представляющие собой фрагменты стандартного размера (5×5 или 1×1 град.), были объединены и перепроецированы на изучаемую территорию. Для дальнейшей обработки, полученной ЦМР, использовался модуль Spatial Analyst. С помощью различных методик были проанализированы сведения о гипсо-

метрии, крутизне и экспозициях земной поверхности, характеристики эрозионных форм, плотность водотоков и другие параметры рельефа [41–52].

Первоначально карта была получена в растровом виде, далее она конвертировалась в векторный формат (рис. 6). Итоговая обработка оцифрованных данных осуществлялась в пакете MapInfo, при помощи которого рассчитана протяженность морфологических форм разных порядков. Полученная информация подтверждена результатами полевых наблюдений [53, 54].

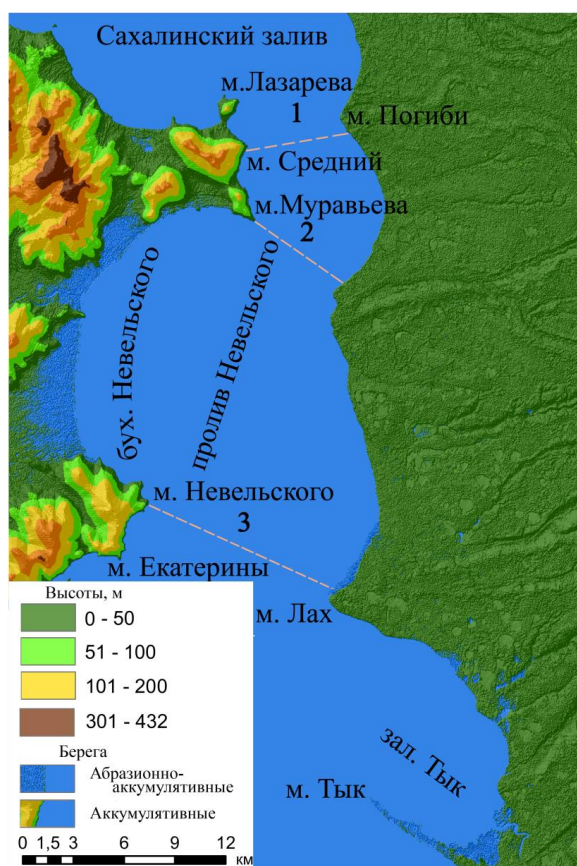


Рис. 6. Гипсометрическая схема пролива Невельского (построена на основе модели рельефа ALOS World 3D) с возможными створами мостового перехода: 1 – «Средний»; 2 – «Южный» и 3 – «Новый»

Fig. 6. Geomorphological scheme of the Nevelsky Strait (based on the ALOS world 3D relief model) with possible bridge sections: 1 – «Sredny»; 2 – «Yuzhny» and 3 – «Novy»

Вдоль материкового побережья Татарского пролива севернее мыса Невельского преобладает абразионно-аккумулятивный тип побережья, южнее – абразионный. Для абразионных берегов характерны: активный клиф высотой в среднем от 15–20 до 60 м, волноприбойные ниши глубиной до 2,5 м и гроты в основании клифа, обилие «непропусков» и кекуров, а также незначительное развитие пляжей.

Абразионно-аккумулятивные берега развиты в центральных частях наиболее крупных бухт. Они имеют отмерший задернованный клиф и широкие

песчано-галечные пляжи. Местами между пляжем и задернованным береговым обрывом располагается невысокая (максимум 1–1,5 м) морская терраса шириной до 30 м, отделенная от пляжа штормовым береговым валом.

Для сахалинского побережья характерно распространение аккумулятивных форм. Одной из наиболее крупных современных форм является коса Тык. Ее протяженность около 10 км, ширина местами достигает 1 км. Формирование косы Тык связано с наличием мощного вдольберегового потока наносов, берущего начало немного севернее г. Александровска-Сахалинского и достигающего Амурского лимана, где меняется направление течений. Коса сложена песчаным материалом. В ее рельефе отчетливо выделяется серия продольных береговых валов, наиболее крупные из которых имеют высоту около 4–5 м. В формировании рельефа косы Тык большую роль играют процессы перевывания и эоловой аккумуляции песчаного материала, слагающего первую морскую террасу: здесь отмечаются дюны высотой до 6 м.

Песчаный пляж развит вдоль всего побережья Сахалина. Ширина пляжа колеблется от 20–40 до 1–2 м близ мысов. К северу от косы Тык помимо узкой полосы пляжа современные аккумулятивные образования отсутствуют.

Обычные песчаные пляжи чаще всего плоские и невысокие. В пределах пляжей распространены небольшие береговые валы и их серии. При наносе мелкозернистого материала их высота не превышает одного метра. Шлейф кончается крутым уступом, за которым на глубину уходит слабо наклоненное дно. Бровка и собственно уступ валов сложены наиболее грубым материалом (гравий, ракушки), вымытым из толщи наноса.

Сахалинские берега практически в любом месте находятся под сильным влиянием сгонно-нагонных процессов. Приливы и нагоны затопляют часть пляжа, лежащую выше уровня сизигийных приливов.

Строение следующей за береговыми валами зоны нагонов зависит от волнового режима в зоне пляжа. На верхней границе пляжа песок аккумулируется во время сильных штормов, сопровождаемых нагоном. Здесь может сформироваться несколько береговых валов. При сильных ветрах возникают эоловые формы. Обычно вблизи верхней границы пляжа развивается растительность, способная переносить временное засоление. И, наконец, линия, до которой поднимаются нагонные волны отмечается накоплениями плавника.

Во время штормов и нагонов песчаный пляж полностью выравнивается и представляет собой единую поверхность шириной до 40–50 м, по которой может прокатываться прибойный поток. В это время могут формироваться временные, едва выраженные в рельефе бары и гряды; за ними застаивается вода от наиболее крупных волн, которая приводит к периодическим прорывам баров. Вода, стекающая через разрыв, уносит в море прилегающую часть песчаного накопления.

В случае, когда при очень сильных штормах происходит перестройка прибрежной зоны, запасы песчаного материала пляжа в сечении берега могут очень сильно меняться. Эти изменения сглаживаются лишь через длительные промежутки времени или вообще остаются необратимыми. При небольших размерах волн, прежде всего, сокращается зона взмучивания материала и падает концентрация суспензии. Оседание части материала еще более выполаживает склон и тем самым создает условия для активного перемещения донного материала, что всегда способствует формированию прибрежного подводного вала [54].

Количество материала, переходящее в суспензию, зависит от интенсивности движений воды в придонном слое. Состояние равновесия достигается, когда выпадение материала из суспензии в нижних частях склона ослабляет волны у берега, так что они могут взмучивать как раз столько материала, сколько его оседает здесь же в момент смены направления волнового течения [54]. При уменьшении волнения происходит выпадение взвешенного материала на дно и одновременно его перемещение к берегу, сопровождающееся увеличением крутизны склона.

При подходе волн по нормали к берегу легко обнаруживается связь в расположении этих форм с конфигурацией прибрежного подводного вала. Там, где вал всего ближе примыкает к берегу, у последнего создается участок волновой тени, в которой концентрируются наносы. При косом подходе волн вдоль берега возникает поток наносов. Волны смывают песок с наветренной стороны выступа, затем он откладывается с подветренной, вызывая смещение выступа в целом и асимметрию его очертаний.

На гравийных пляжах формируются высокие береговые валы, а подводный склон является относительно приглубым. Материал гравийных пляжей относительно мало подвержен транспортирующему действию течений, поэтому формы мезорельефа, свойственные песчаным пляжам, в таких местах не встречаются или имеют малые размеры и иное строение.

В рельефе островной части выделяются аккумулятивные поверхности трех относительных уровней, абсолютные высоты которых: 40–25, 25–6 и 4–0,5 м.

Аккумулятивная пологонаклонная поверхность высотой 25–6 м развита широкой полосой вдоль всего побережья пролива. Она сложена аллювиально-морскими отложениями верхнечетвертичного возраста,

перекрытыми покровом торфяников. Местами над ней возвышаются небольшие останцовые вершины высотой около 30 м, сложенные породами нутовской свиты. Равнина расчленена долинами многочисленных рек и ручьев, наиболее крупные из которых (долины рек Тык, Варнак, Черная, Лакачан и др.) террасированы. В большинстве случаев равнина срезается линией берега, а на отдельных участках граничит с более молодой (современной) поверхностью аллювиально-морской и морской аккумуляции. Обычно их разделяет четкий уступ крутизной 20–30°.

К настоящему времени западный берег острова находится в стадии геоморфологической или динамической зрелости: уклоны профиля аккумулятивных участков практически соответствуют их аналогам в составе древних абразионных поверхностей с отмершими клифами [53].

Заключение

Рифтогенная структура пролива Невельского, состоящая из блоков земной коры, рассеченных глубинными разломами, отнесена к зоне с возможными сейсмическими сотрясениями в 7–8 баллов по шкале MSK-64. Предварительные результаты показывают возможность строительства мостового перехода I класса сейсмостойкости. Наиболее спокойным в сейсмическом отношении представляется створ «Новый» (м. Невельского – м. Лах) [55].

Разрушение побережья происходит в основном из-за дробления коренных пород при ударах гальки, приносимой прибойной волной. Скорости отступления берега сильно зависят от прочности пород: минимальная величина наблюдалась в районе мысов, сложенных вулканитами (практически без изменений). Целесообразно створы проектируемого сооружения начинать на материковом берегу от береговых уступов, которые сложены покровами лав и пирокластики базальтового и андезитового состава массивной текстуры (мысы Невельского, Екатерины, Муравьева, Средний). Скорость абразии на мысу Невельского, установленная по данным космических съемок, не превышала 1 м за 100 лет. На сахалинском берегу сооружение целесообразно выводить на береговой уступ мыса Лах (он меньше всего подвержен размыву, потому что к нему примыкает отмерший клиф). Далее дорогу можно прокладывать по водораздельной линии между долинами р. Лах и р. Черной.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бутков В.В. О возможности улучшения климата нашего побережья Японского моря. Докладная записка // Мост на Сахалин. Япония–Сахалин–Европа. URL: <http://mostsakhalin.ru/publications/detail.php?ID=1588> (дата обращения 25.01.2019).
2. Унтербергер Г.И. Представление на № 1242 1892 г. Господину Приамурскому генерал-губернатору 15 апреля 1892 г. Владивосток // «Советский Сахалин», № 2, 11.01.2008. Мост на Сахалин. Япония–Сахалин–Европа. URL: <http://mostsakhalin.ru/publications/detail.php?ID=1588> (дата обращения 25.01.2019).
3. Костанов А.И. Самая восточная дорога России: очерки истории Сахалинской железной дороги. – М.: Транспорт, 1997. – 220 с.
4. Казанский Н.Н. Поборник освоения Восточных районов Сибири Николай Николаевич Колосовский // География и природные ресурсы. – 2007. – № 1. – С. 157–164.
5. Григорьев И. БАМ: начинали зеки, продолжали комсомольцы // Interfax.by. URL: <https://www.interfax.by/article/96008> (дата обращения 25.01.2019).
6. Недострой века: история о том, как Сталин пытался соединить Сахалин с материком // SakhalinMedia.ru. URL: <https://sakhalinmedia.ru/news/531809> (дата обращения 25.01.2019).
7. Ведерников Г.П. Тайны объекта № 6: как я нашел чертежи тоннеля на Сахалин. URL: <https://habinfo.ru/most-na-sahalin/> (дата обращения 25.01.2019).
8. Заключение Госстроя СССР № 115сс по техническому проекту на строительство тоннельного перехода под Татарским проливом от 22.11.1952. ГА РФ. Ф. Р-5446. Оп. 60. Д. 7891.

- Л. 2-10. Подлинник // Исторический архив. – 2001. – № 6. – С. 71–77. URL: <http://www.mostsakhalin.ru/history/115.php> (дата обращения 25.01.2019).
9. Ушаков В. Н. Проект века: Трансмагистраль Хоккайдо – Сахалин – Лондон // LitNet.com. URL: http://samlib.ru/u/ushakov_w_n/msworddoc-4.shtml (дата обращения 25.01.2019).
10. Федеральная целевая программа «Модернизация транспортной системы России (2002–2010 годы)». Утверждена Постановлением Правительства РФ от 5 декабря 2001 г. № 848. Собрание законодательства Российской Федерации. – 2001. – № 51. – ст. 4895. URL: <http://www.szrf.ru/szrf/doc.phtml?nb=100&issid=1002001051000&docid=88> (дата обращения 25.01.2019).
11. Хведчук И.И., Ефременков А.Ф., Балабко Г.Ф. Современный структурный план и геологическое строение дна Татарского пролива // Рельеф и структура осадочного чехла акваториальной части Дальнего Востока. – Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1981. – С. 70–80.
12. Веселов О.В., Жигулев В.В., Патрикеев В.Н. Глубинная структура земной коры по данным ГСЗ и других сейсмических методов // Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря / под ред. О.В. Веселов, Е.В. Грецкая, А.Я. Ильёв, В.Э. Кононов, Е.В. Кочергин и др.; отв. ред. К.Ф. Сергеев. – М.: Наука, 2006. – С. 40–44.
13. Волгин П.Ф., Корнев О.С., Васюк И.Б. Структурно-геологическая обстановка и перспективы нефтегазоносности северной части Татарского пролива // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах Северо-Западной окраины Тихого океана: сб. статей / отв. ред. Е.В. Кочергин, В.Н. Сеначин. – Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 2000. – Т. 1. – С. 55–66.
14. Ким Ч.У. К вопросу выделения зон ВОЗ территории севера Сахалина и близлежащих акваторий // Сейсмическое районирование шельфа. – Владивосток: ДВО АН СССР, 1990. – С. 99–116.
15. Гнибиденко Г.С. О рифтовой природе дна Охотского моря // Доклады АН СССР. – 1976. – Т. 229. – № 1. – С. 163–165.
16. Lallemand S., Jolivet L. Japan Sea: a pull apart basin // Earth and Planetary Science Letters. – 1985. – V. 76. – P. 375–389.
17. Hosoi J., Amano K. Submarine basaltic fountain eruptions in a back-arc basin during the opening of the Japan Sea // Journal of Asian Earth Sciences. – November 2017. – V. 149. – P. 103–109.
18. Van Hone A., Sato H., Ishiyama T. Evolution of the Sea of Japan back-arc and some unsolved issues // Tectonophysics. – 25 July 2017. – V. 710–711. – P. 6–20.
19. Леликов Е.П., Карп Б.Я. Глубинное строение и рифтогенез в Японском море // Литосфера. – 2004. – № 2. – С. 16–29.
20. Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность / Ю.Б. Гладенков, О.К. Баженова, В.И. Гречин, Л.С. Маргулис, Б.А. Сальников / отв. ред. Ю.Б. Гладенков. – М.: ГЕОС, 2002. – 225 с.
21. Активные разломы Северо-Восточного Сахалина / Р.Ф. Булгаков, А.И. Иващенко, Ч.У. Ким, К.Ф. Сергеев, М.И. Стрельцов, А.И. Кожурин, В.М. Бесстрашнов, А.Л. Стром, Я. Сузуки, Х. Цуцуми, М. Ватанабе, Т. Уеки, Т. Шимамото, К. Окумура, Х. Гото, Я. Кария // Геотектоника. – 2002. – № 3. – С. 66–86.
22. Воейкова О.А., Несмеянов С.А., Серебрякова Л.И. Неотектоника и активные разрывы Сахалина / отв. ред. В.И. Макаров. – М.: Наука, 2007. – 186 с.
23. Уломов В.И., Богданов М.И. Новый комплект карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2012) // Инженерные изыскания. – 2013. – № 8. – С. 8–17.
24. Свод правил СП 268.1325800.2016 «Транспортные сооружения в сейсмических районах. Правила проектирования» (Приказ Минстроя России от 16 декабря 2016 г. № 986/пр). URL: <https://megaporm.ru/Data2/1/4293747/4293747661.htm> (дата обращения 25.01.2019).
25. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1:200000. Серия Нижне-Амурская. Лист М-54-IV / под ред. С.А. Салун. – М., 1974.
26. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1:200000. Серия Нижне-Амурская. Лист N-54-XXXIV / под ред. И.И. Тучкова. – М., 1962.
27. Глубинное строение пролива Невельского и прилегающих областей по данным геофизических исследований / Л.Н. Солонилов, Ю.Ф. Коновалов, А.В. Егоркин, Е.Е. Золотов, В.А. Ракитов // Строение, геодинамика и металлогения Охотского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты: Материалы международного научного симпозиума / под ред. К.Ф. Сергеева, Е.В. Кочергина, В.М. Гранника. – Южно-Сахалинск, 24–28 сентября 2002. – Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 2002. – Т. 1. – С. 129–132.
28. Геология и особенности вулканизма дна Охотского моря / Т.А. Емельянова, Е.П. Леликов, В.Т. Съедин, В.И. Нарыжный // Тихоокеанская геология. – 2003. – Т. 22. № 4. – С. 3–18.
29. Леликов Е.П., Емельянова Т.А., Пугачев А.А. Вулканизм и тектоника центральной глубоководной котловины Японского моря // Океанология. – 2018. – Т. 58. – № 1. – С. 129–144.
30. Cough S.K., Lee K.E. Multi-stage volcanism in the Ulleung back-arc basin, East Sea (Sea of Japan) // Island Arc. – 1992. – V. 1. – P. 32–39.
31. Hirata N., Kurashimo E. Seismic crustal structure of the Japan Sea: new results by ocean bottom seismographic observations // Rifted ocean-continent boundaries / Ed. by E. Band et al. – Dordrecht: Kluwer, 1995. – P. 355–369.
32. Ludwig W.I., Murauchi S., Houtz R.E. Sediments and structure of the Japan Sea // Bull. Geol. Soc. Amer. – 1975. – V. 86. – P. 651–664.
33. Radiolarian assemblages in surface sediments of the Japan Sea / I. Motoyama, Y. Yamada, M. Hoshiba, T. Itaki // Paleontological Research. – 2016. – № 20 (3). – P. 176–206.
34. Radiolarian Biostratigraphy from Middle Miocene to Late Pleistocene in the Japan Sea / S. Kamikuri, T. Itakii, I. Motoyama, K.M. Matsuzaki // Paleontological Research. – 2017. – V. 21. – № 4. – P. 397–421.
35. Kurita H. A review on recent progress in Paleogene – Early Miocene stratigraphy in central Hokkaido and its implications to Cenozoic basin development at the northeastern margin of the present Japan Sea // Development of Tertiary sedimentary basins around Japan Sea (East Sea) / Eds. M. Tateishi, H. Kurita. – Niigata: Niigata Univ., 2002. – P. 129–138.
36. Morita R., Titiva L.V., Akiba F. Oligocene – Early Miocene Mollusks and Diatoms from the Kitami-Tsubetsu Area, Eastern Hokkaido, Japan // Sci. Rep. Tohoku Univ. Ser. 2 (Geol.). – 1996. – V. 63. – № 2. – P. 3–213.
37. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000. Серия Дальневосточная. Лист N-54 (Николаевск-на-Амуре). Литологическая карта. Составители цифровой модели Т.А. Потахина, Е.А. Яковлева. Автор С.А. Бондаренко / под ред. Г.В. Роганова, О.И. Супруненко. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2016.
38. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000. Серия Дальневосточная. Лист М-54 (Александровск-Сахалинский). Литологическая карта поверхности дна акваторий. Гл. науч. редактор В.Н. Залепугин. – СПб.: Карт. фабрика ВСЕГЕИ, 2017.
39. High-resolution digital 3D map covering the entire global land area // NTT DATA WEB site. URL: <https://www.aw3d.jp/en/products/standard/> (дата обращения 10.02.2019).
40. Takaku J., Tadono T. Quality updates of AW3D global DSM generated from ALOS PRISM // 2017 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS). – Fort Worth, TX, 2017. – P. 5666–5669. DOI: 10.1109/IGARSS.2017.8128293
41. Каличкин В.К., Павлова А.И. Автоматизированный способ классификации земель на основе анализа морфометрии рельефа // Сибирский вестник сельскохозяйственной науки. – 2017. – Т. 47. – № 1 (254). – С. 5–11.
42. Атаев З.В., Братков В.В. Применение морфометрического анализа рельефа для выделения горно-равнинных ландшафтов-экотон (на примере Северо-Восточного Кавказа) // Юг России: экология, развитие. – 2012. – Т. 7. – № 2. – С. 87–93.
43. GIS Applications in Geomorphology / J.-C. Otto, G. Prasicsek, J.H. Blöthe, L. Schrott // Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences. – 2017. – P. 1–30. DOI: 10.1016/B978-0-12-409548-9.10029-6.
44. Basu T., Pal S. RS-GIS based morphometrical and geological multi-criteria approach to the landslide susceptibility mapping in Gish River Basin, West Bengal, India // Advances in Space Research. – 2019. – V. 63. – Iss. 3. – P. 1253–1269. URL: <https://doi.org/10.1016/j.asr.2018.10.033> (дата обращения 10.02.2019).

45. Chen C., Yu F. Morphometric analysis of debris flows and their source areas using GIS // *Geomorphology*. – 2011. – V. 129. – Iss. 3–4. – P. 387–397.
46. Engineering geology maps: landslides and geographical information systems / J. Chacón, C. Irigaray, T. Fernández, R. El Hamdouni // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2006. – V. 65. – Iss. 4. – P. 341–411.
47. Coastal exposure of the Hawaiian Islands using GIS-based index modeling / Ya. Onat, M. Marchant, O.P. Francis, K. Kim // *Ocean & Coastal Management*. – 2018. – V. 163. – P. 113–129. DOI: 10.1016/j.ocecoaman.2018.06.003
48. Gomez C., Oguchi T., Evans S. Quantitative geomorphology with Geographical Information Systems (GIS) for evolving societies and science // *Geomorphology*. – 2016. – V. 260. – P. 1–3.
49. Stepinski T., Netzel P., Jasiewicz J. LandEx – a geoweb tool for query and retrieval of spatial patterns in land cover datasets // *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*. – 2014. – V. 7. – № 1. – P. 257–266.
50. Comparison of different digital elevation models and satellite imagery for lineament analysis: implications for identification and spatial arrangement of fault zones in crystalline basement rocks of the southern Black Forest (Germany) / J. Meixner, J.C. Grimmer, A. Becker, E. Schill, T. Kohl // *Journal of Structural Geology*. – March 2018. – V. 108. – P. 256–268.
51. Li J., Narayanan R.M. Integrated spectral and spatial information mining in remote sensing imagery // *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*. – 2004. – № 42 (3). – P. 673–685. URL: <https://doi.org/10.1109/TGRS.2004.824221> (дата обращения 10.02.2019).
52. Combining nadir and oblique uav imagery to reconstruct quarry topography: methodology and feasibility analysis / P. Rossi, F. Mancini, M. Dubbini, F. Mazzone, A. Capra // *European Journal of Remote Sensing*. – 2017. – V. 50 (1). – P. 211–221. URL: <https://doi.org/10.1080/22797254.2017.1313097> (дата обращения 25.01.2019).
53. Афанасьев В.В., Игнатов Е.И., Чистов С.В. Морфология и динамика берегов и дна пролива Невельского района проектирования постоянного железнодорожного перехода. – Смоленск: Маджента, 2008. – 128 с.
54. Мониторинг переноса придонного потока осадков в прибрежно-морской зоне шельфа для выявления основных параметров моделей состояния экосистем / В.В. Ильин, В.А. Мелкий, А.А. Верхотуров, А.А. Гальцев, О.М. Зарипов, Д.В. Долгополов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2016. – Т. 327. – № 1. – С. 105–115.
55. Васильков А.С. Проекты института «Гипростроймост» // *Дороги. Инновации в строительстве*. – 2013. – № 33. – С. 34–38.

Поступила 02.12.2019 г.

Информация об авторах

Мелкий В.А., доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории вулканологии и вулканопасности Института морской геологии и геофизики ДВО РАН.

Братков В.В., доктор географических наук, заведующий кафедрой географии Московского государственного университета геодезии и картографии.

Верхотуров А.А., кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории вулканологии и вулканопасности Института морской геологии и геофизики ДВО РАН.

UDC 551:624

GEOLOGICAL AND GEOMORPHOLOGICAL DETERMINANTS FOR CHOOSING THE PLACE OF TRANSPORT CROSSING «CONTINENT–SAKHALIN»

Vyacheslav A. Melkiy¹,
vamelkiy@mail.ru

Vitaliy V. Bratkov²,
vbratkov@mail.ru

Alexey A. Verkhoturov¹,
ussr-91@mail.ru

¹ Institute of Marine Geology and Geophysics of the Far East Branch of Russian Academy of Science,
1b, Nauki street, Yuzhno-Sakhalinsk, 693022, Russia.

² Moscow State University of Geodesy and Cartography,
4, Gorokhovskiy bystreet, Moscow, 105064, Russia.

The geostrategic position of Russia in the Asia-Pacific region is determined by the level of economic, social and political development on the territory of Far East. The prospects for its improvement in view of modern realities and trends cannot be imagined without the development of transport and economic connections between the subjects, including Sakhalin Island and the mainland. The transcontinental transport market within the international transport corridors is huge positive potential for development of the regions of the Far East, Siberia and the whole Russia. The decision to develop the transport infrastructure of the outskirts at the level of the Government of the Russian Federation will demonstrate the State attitude to its Far Eastern territory and outline its positions in the Asia-Pacific region.

The relevance of the research is caused by the need to develop design solutions for selection of possible options for organization of sustainable year-round transport links between the mainland and Sakhalin for development of the resource potential of adjacent territories. The final choice of the location and type of construction, which will ensure uninterrupted transportation by rail and road through the Tatar Strait, can be made only after thorough analysis of the advantages of any of them, depending on natural conditions.

The aim of the research is to analyze the results of geological and geomorphological studies in the Nevelskogo Strait (narrowest part of the Tatar Strait) to select the location of the transport crossing.

Materials and methods of the research. The information basis for the study was cartographic materials, earth remote sensing data, seismic profiles, other data obtained as a result of engineering and scientific research, in which the authors participated, as well as information from literary sources. Mapping in the geographic information environment allowed updating geological maps, applying new data on faults, clarifying the boundaries of stratigraphic strata. In geomorphological studies, a system-morphological approach was used, which makes it possible to assess the geomorphological risk. The available information was used to model the processes in the Strait applying GIS technologies. The authors performed geological work for study of the leading line «Novy» in 2001. The most part of the information is published for the first time.

As result of the studies of geological structure of the coastal territory and the bottom of the Nevelsky Strait, conducted during the research to justify the project of a bridge or tunnel transition from the mainland to Sakhalin (including those with the participation of the authors), it was revealed that the rift structure of the Nevelsky Strait consists of blocks of the earth's crust, dissected by deep faults. The territory is classified as an area where seismic shocks are possible at 7–8 points on the MSK-64 scale. The retreat of the mainland coast is highly dependent on the strength of the rocks. The intensity of abrasion of Nevelsky Cape, established according to the space surveys, did not exceed 1 m per 100 years, so leading line of the designed facilities on the construction shore is advisable to start from the coastal ledges (cliffs), which are composed of lava and pyroclastic deposits of basalt and andesite composition with massive texture (Nevelsky, Ekaterina, Muravyov capes etc.). On the Sakhalin coast, the construction can be brought to the coastal ledge of Lakh Cape (it is least susceptible to erosion). Preliminary results of the study of geological conditions have shown that the construction of a bridge of class I seismic resistance across the Strait is possible. The most calm in seismic respect is the leading line «Novy» (Nevelsky Cape – Lakh Cape). The obtained geomorphological data indicate that in this range the erosion of coastal ledges is minimal – first centimeters per year (during the observation period of 1 cm/year). Geological-geomorphological conditions will not have serious obstacles in the construction of the object along the line between these capes.

Key words:

Geoinformation mapping, remote sensing of the Earth, blocks of the earth's crust, engineering surveys, stratigraphy, geomorphology, tectonics, mathematical modeling, geodetic reference.

REFERENCES

- Butkov V.V. O vozmozhnosti uluchsheniya klimata nashego poberezhya Yaponskogo morya. Dokladnaya zapiska [On the possibility of improving the climate of our coast of the sea of Japan. Memo]. *Most na Sakhalin. Yaponiya–Sakhalin–Evropa* [Bridge to Sakhalin. Japan–Sakhalin–Europe]. Available at: <http://mostsakhlin.ru/publications/detail.php?ID=1588> (accessed 25 January 2019).
- Unterberger G.I. Predstavlenie na № 1242 1892 g. Gospodinu Priamurskomu general-gubernatoru 15 aprelya 1892 g. Vladivostok [Presentation at No 1242, 1892 Mr. Priamursky Governor-General April 15, 1892 Vladivostok]. «Sovetskiy Sakhalin», no.2, 11 January 2008. *Most na Sakhalin. Yaponiya–Sakhalin–Evropa* [Bridge to Sakhalin. Japan–Sakhalin–Europe]. Available at: <http://mostsakhlin.ru/publications/detail.php?ID=1588> (accessed 25 January 2019).
- Kostanov A.I. *Samaya vostochnaya doroga Rossii: ocherki istorii Sakhalinskoy zheleznoy dorogi* [The easternmost road in Russia: essays on the history of the Sakhalin railway]. Moscow, Transport Publ., 1997. 220 p.
- Kazanskiy N.N. Pobornik osvoeniya Vostochnykh rayonov Sibiri Nikolay Nikolaevich Kolosovskiy [The furtherer of development of

- Siberia's eastern regions Nikolai Nikolayevich Kolosovsky]. *Geography and natural resources*, 2007, no. 1, pp. 157–164.
5. Grigorev I. BAM: nachinali zeki, prodolzhal komsomoltsy [BAM: started by Zeki, continued by the Komsomol]. *Interfax.by*. Available at: <https://www.interfax.by/article/96008>. (accessed 25 January 2019).
 6. Nedostroy veka: istoriya o tom, kak Stalin pyalsya soedinit Sakhalin s materikom [Incompleteness of century: the story of how Stalin tried to connect Sakhalin with the Mainland]. *SakhalinMedia.ru*. Available at: <https://sakhalinmedia.ru/news/531809>. (accessed 25 January 2019).
 7. Vedernikov G.P. *Tayny obekta No 6: kak ya nashel chertezhi tonnelya na Sakhalin* [Secrets of object No 6: how I found the drawings of the tunnel on Sakhalin]. Available at: <https://habinfo.ru/most-na-sahalin/> (accessed 25 January 2019).
 8. Zaklyuchenie Gosstroya SSSR № 115ss po tekhnicheskomu proektu na stroitelstvo tunnelnogo perekhoda pod Tatarskim prolivom ot 22.11.1952. GA RF. F. R-5446. Op. 60. D. 7891. L. 2-10. Podlinnik [The conclusion of Gosstroy of the USSR № 115cc Technical project for construction of the tunnel crossing under the Tatar Strait from 22.11.1952. GARF. P-5446. Op. 60. D. 7891. L. 2-10. Original]. *Istoricheskii arkhiv*, 2001, no. 6, pp. 71–77. Available at: <https://http://www.mostsakhalin.ru/history/115.php> (accessed 25 January 2019).
 9. Mkrtchyan Ya.S. Soedinenie ostrova Sakhalin s materikom – mif ili realnost [Connection of Sakhalin island with the Mainland – myth or reality]. *RusKonTest*. Available at: http://samlib.ru/u/ushakov_w_n/msworddoc-4.shtml (accessed 25 January 2019).
 10. Federalnaya tselevaya programma «Modernizatsiya transportnoy sistemy Rossii (2002–2010 gody)». Utverzhdena Postanovleniem Pravitelstva RF ot 5 dekabrya 2001 g. no 848. *Sobranie zakonodatelstva Rossiyskoy Federatsii*, 2001, no. 51, st. 4895. [Federal target program «Modernization of the Russian transport system (2002–2010)». Approved by the Government of the Russian Federation on December 5, 2001, no. 848]. Available at: <http://www.szrf.ru/szrf/doc.phtml?nb=100&issid=1002001051000&docid=88> (accessed 25 January 2019).
 11. Khvedchuk I.I., Efremkov A.F., Balabko G.F. Sovremennyy strukturnyy plan i geologicheskoe stroenie dna Tatarskogo proliva [Modern structural plan and geological structure of the bottom of the Tatar Strait]. *Relief i struktura osadochnogo chekhla akvatoriynoy chasti Dalnego Vostoka* [The relief and structure of the sedimentary cover of the water area of the Far East]. Vladivostok, Far Eastern research center of the USSR Academy of Sciences Publ., 1981. pp. 70–80.
 12. Veselov O.V., Zhigulev V.V., Patrikeev V.N. Glubinnaya struktura zemnoy kory po dannym GSZ i drugikh seismicheskikh metodov [The deep structure of the earth's crust according to NHS and other seismic methods]. *Tektonicheskoe rayonirovanie i uglevodorodnyy potentsial Okhotskogo morya* [Tectonic zoning and hydrocarbon potential of the sea of Okhotsk]. Eds. O.V. Veselov, E.V. Gretskeya, A.Ya. Ilev, V.E. Kononov, E.V. Kochergin. Managing editor K.F. Sergeev. Moscow, Nauka Publ., 2006. pp. 40–44.
 13. Volgin P.F., Kornev O.S., Vasyuk I.B. Strukturno-geologicheskaya obstanovka i perspektivy neftegazonosnosti severnoy chasti Tatarskogo proliva [Structural-geological setting and prospects of hydrocarbon potential of the Northern part of the Tatar Strait]. *Stroenie zemnoy kory i perspektivy neftegazonosnosti v regionakh Severo-Zapadnoy ukrainy Tikhogo okeana. Sbornik statey* [Structure of the crust and petroleum potential in the regions of the North-Western margin of the Pacific ocean. Collection of papers]. Managing editors E.V. Kochergin, V.N. Senachin. Yuzhno-Sakhalinsk, IMGIG DVO RAN, 2000. Vol. 1, pp. 55–66.
 14. Kim Ch.U. K voprosu vydeleniya zon VOZ territorii severa Sakhalina i blizlezhnykh akvatoriy [On the issue of highlighting the VOZ areas of the territory of the Northern Sakhalin island and surrounding areas]. *Seismicheskoe rayonirovanie shelfa* [Seismic zoning of the shelf]. Vladivostok, DVO AN SSSR, 1990. pp. 99–116.
 15. Gribidenko H.S. About the rift nature of the bottom of the Sea of Okhotsk. *Doklady of the Academy of Sciences of the USSR. Earth Science Sections*, 1976, vol. 229, no. 1, pp. 163–165. In Rus.
 16. Lallemand S., Jolivet L. Japan Sea: a pull apart basin. *Earth and Planetary Science Letters*, 1985, vol. 76, pp. 375–389.
 17. Hosoi J., Amano K. Submarine basaltic fountain eruptions in a back-arc basin during the opening of the Japan Sea. *Journal of Asian Earth Sciences*, November 2017, vol. 149, pp. 103–109.
 18. Van Hone A., Sato H., Ishiyama T. Evolution of the Sea of Japan back-arc and some unsolved issues. *Tectonophysics*, 2017, vol. 710–711, pp. 6–20.
 19. Lelikov E.P., Karp B.Ya. Deep structure and riftogenesis in the Sea of Japan. *Lithosphere*, 2004, no. 2, pp. 16–29. In Rus.
 20. Gladenkov Yu.B., Bazhenova O.K., Grechin V.I., Margulis L.S., Salnikov B.A. *Kaynozoy Sakhalina i ego neftegazonosnost* [Cenozoic of Sakhalin and its oil and gas potential]. Managing editor Yu.B. Gladenkov. Moscow, GEOS Publ., 2002. 225 p.
 21. Bulgakov R.F., Ivashchenko A.I., Kim Ch.U., Sergeev K.F., Streltsov M.I., Kozhurin A.I., Besstrashnov V.M., Strom A.L., Suzuki Y., Tsutsumi H., Watanabe M., Ueki T., Shimamoto T., Okumura K., Goto H., Kariya Y. Active faults in northeastern Sakhalin. *Geotectonics*, 2002, no. 36 (3), pp. 227–246. In Rus.
 22. Voeykova O.A., Nesmeyanov S.A., Serebryakova L.I. *Neotektonika i aktivnye razryvy Sakhalina* [Neotectonics and active breaks of Sakhalin]. Managing editor V.I. Makarov. Moscow, Nauka Publ., 2007. 186 p.
 23. Ulomov V.I., Bogdanov M.I. New set of maps of General seismic zoning of the territory of the Russian Federation (OSR-2012). *Inzhenernye izyskaniya*, 2013, no. 8, pp. 8–17. In Rus.
 24. *Svod pravil SP 268.1325800.2016 «Transportnye sooruzheniya v seismicheskikh rayonakh. Pravila proektirovaniya» (Prikaz Ministroya Rossii ot 16 dekabrya 2016 g. № 986/pr)* [Transport structures in seismic zones. Specifications for earthquake-resistant design (Order of the Ministry of construction of Russia, December 16, 2016 No 986/pr)]. Moscow, Minstroy RF., 2016. Available at: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293747/4293747661.htm> (accessed 25 January 2019).
 25. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR* [State geological map of the USSR]. M 1:200000. Series Nizhne-Amurskaya. Sheet: M-54-IV. Ed. by S.A. Salun. Moscow, 1974.
 26. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR* [State geological map of the USSR]. M 1:200000. Series Nizhne-Amurskaya. Sheet: N-54-XXXIV. Ed. by I.I. Tuchkov. Moscow, 1962.
 27. Solodilov L.N., Kononov Yu.F., Egorkin A.V., Zolotov E.E., Rakitov V.A. Glubinnoe stroenie proliva Nevel'skogo i prilgayushchikh oblastey po dannym geofizicheskikh issledovaniy [Deep structure of the Nevel'sky Strait and adjacent areas according to the geophysical research]. *Stroenie, geodinamika i metallogeniya Okhotskogo regiona i prilgayushchikh chastei Severo-Zapadnoy Tikhookeanskoy plity. Materialy mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma* [Structure, geodynamics and metallogeny of the Okhotsk region and adjacent parts of the North-Western Pacific plate. Proc. of the International scientific Symposium]. Yuzhno-Sakhalinsk, 24–28 September 2002. Eds. K.F. Sergeev, E.V. Kochergin, V.M. Grannik. Yuzhno-Sakhalinsk, IMG&G FEB RAS, 2002, Vol. 1, pp. 129–132.
 28. Emelyanova T.A., Lelikov E.P., Sedin V.T., Naryzhnyy V.I. Geology and features of volcanism of the bottom of the sea of Okhotsk. *Russian journal of Pacific Geology*, 2003, vol. 22, no. 4, pp. 3–18. In Rus.
 29. Lelikov E.P., Emelyanova T.A., Pugachev A.A. Volcanism and tectonics of the central deep basin of the Sea of Japan. *Oceanology*, 2018, vol. 58, no. 1, pp. 129–144. In Rus.
 30. Cough S.K., Lee K.E. Multi-stage volcanism in the Ulleung back-arc basin, East Sea (Sea of Japan). *Island Arc*, 1992, vol. 1, pp. 32–39.
 31. Hirata N., Kurashimo E. Seismic crustal structure of the Japan Sea: new results by ocean bottom seismographic observations. *Rifted ocean-continent boundaries*. Ed. by E. Band. Dordrecht, Kluwer, 1995. pp. 355–369.
 32. Ludwig W.I., Murauchi S., Houtz R.E. Sediments and structure of the Japan Sea. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, 1975, vol. 86, pp. 651–664.
 33. Motoyama I., Yamada Y., Hoshiba M., Itaki T. Radiolarian assemblages in surface sediments of the Japan Sea. *Paleontological Research*, 2016, vol. 20, no. 3, pp. 176–206.
 34. Kamikuri S., Itakii T., Motoyama I., Matsuzaki K.M. Radiolarian Biostratigraphy from Middle Miocene to Late Pleistocene in the Japan Sea. *Paleontological Research*, 2017, vol. 21, no. 4, pp. 397–421.

35. Kurita H. A review on recent progress in Paleogene – Early Miocene stratigraphy in central Hokkaido and its implications to Cenozoic basin development at the northeastern margin of the present Japan Sea. *Development of Tertiary sedimentary basins around Japan Sea (East Sea)*. Eds. M. Tateishi, H. Kurita. Niigata, Niigata Univ., 2002. pp. 129–138.
36. Morita R., Titiva L.V., Akiba F. Oligocene-Early Miocene Mol-lusks and Diatoms from the Kitami-Tsubetsu Area, Eastern Hokkaido, Japan. *Sci. Rep. Tohoku Univ. Ser. 2 (Geol.)*, 1996, vol. 63, no. 2, pp. 3–213.
37. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000. Seriya Dalnevostochnaya. List N-54 (Nikolaevsk-na-Amure). Litologicheskaya karta* [State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 1 000 000. Far Eastern Series. Sheet N-54 (Nikolaevsk-on-Amur). Lithological map]. Eds G.V. Roganov, O.I. Suprunenko. St-Petersburg, Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2016.
38. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000. Seriya Dalnevostochnaya. List M-54 (Aleksandrovsk-Sakhalinskiy). Litologicheskaya karta poverkhnosti dna akvatoriy* [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000. Far Eastern Series. Sheet M-54 (Alexandrovsk-Sakhalinskiy). Lithological map of the bottom surface of water areas]. Managing ed. V.N. Zalepugin. St-Petersburg, Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2017.
39. ALOS Global Digital Surface Model «ALOS World 3D – 30m (AW3D30)». *Advanced Land Observing Satellite. Earth Observation Research Center of Japan Aerospace Exploration Agency*. Available at: <https://www.aw3d.jp/en/products/standard/> (accessed 10 February 2019).
40. Takaku J., Tadono T. Quality updates of AW3D global DSM generated from ALOS PRISM. *2017 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS)*. Fort Worth, TX, 2017. pp. 5666–5669. DOI: 10.1109/IGARSS.2017.8128293
41. Kalichkin V.K., Pavlova A.I. Automated method of land classification based on analysis of relief morphometry. *Siberian Bulletin of Agricultural science*, 2017, vol. 47, no. 1 (254), pp. 5–11. In Rus.
42. Ataev Z.V., Bratkov V.V. The use of morphometric analysis to highlight the relief of mountain-lowland landscapes – ecotones (on the example of the North-Eastern Caucasus). *South of Russia: ecology, development*, 2012, vol. 7, no. 2, pp. 87–93. In Rus.
43. Otto J.-C., Prasicek G., Blöthe J.H., Schrott L. GIS Applications in Geomorphology. *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences*, 2017. pp. 1–30. DOI: 10.1016/B978-0-12-409548-9.10029-6.
44. Basu T., Pal S. RS-GIS based morphometrical and geological multi-criteria approach to the landslide susceptibility mapping in Gish River Basin, West Bengal, India. *Advances in Space Research*, 2019, vol. 63, Iss. 3, pp. 1253–1269. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.asr.2018.10.033> (accessed 10 February 2019).
45. Chen C., Yu F. Morphometric analysis of debris flows and their source areas using GIS. *Geomorphology*, 2011, vol. 129, Iss. 3–4, pp. 387–397.
46. Chacón J., Irigaray C., Fernández T., El Hamdouni R. Engineering geology maps: landslides and geographical information systems. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2006, vol. 65, Iss. 4, pp. 341–411.
47. Onat Ya., Marchant M., Francis O.P., Kim K. Coastal exposure of the Hawaiian Islands using GIS-based index modeling. *Ocean & Coastal Management*, 2018, vol. 163, pp. 113–129. DOI: 10.1016/j.ocecoaman.2018.06.003
48. Gomez C., Oguchi T., Evans S. Quantitative geomorphology with Geographical Information Systems (GIS) for evolving societies and science. *Geomorphology*, 2016, vol. 260, pp. 1–3.
49. Stepinski T., Netzel P., Jasiewicz J. LandEx – a geoweb tool for query and retrieval of spatial patterns in land cover datasets. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 2014, vol. 7, no. 1, pp. 257–266.
50. Meixner J., Grimmer J.C., Becker A., Schill E., Kohl T. Comparison of different digital elevation models and satellite imagery for lineament analysis: Implications for identification and spatial arrangement of fault zones in crystalline basement rocks of the southern Black Forest (Germany). *Journal of Structural Geology*, March 2018, vol. 108, pp. 256–268.
51. Li J., Narayanan R.M. Integrated spectral and spatial information mining in remote sensing imagery. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 2004, no. 42 (3), pp. 673–685. Available at: <https://doi.org/10.1109/TGRS.2004.824221> (accessed 10 February 2019).
52. Rossi P., Mancini F., Dubbini M., Mazzone F., Capra A. Combining nadir and oblique uav imagery to reconstruct quarry topography: methodology and feasibility analysis. *European Journal of Remote Sensing*, 2017, vol. 50 (1), pp. 211–221. Available at: <https://doi.org/10.1080/22797254.2017.1313097> (accessed 25 January 2019).
53. Afanasev V.V., Ignatov E.I., Chistov S.V. *Morfologiya i dinamika beregov i dna proлива Nevelskogo rayona proektirovaniya postoyannogo zheleznodorozhnogo perekhoda* [Morphology and dynamics of the beaches and the bottom of the Strait of Nevelsky district of design of the permanent railway crossing]. Smolensk, Madzhenta Publ., 2008. 128 p.
54. Ilin V.V., Melkiy V.A., Verkhoturov A.A., Galtsev A.A., Zaripov O.M., Dolgoplov D.V. Monitoring of the near-bottom flow of the sediments in the coastal zone of the shelf to identify the main parameters of the models of the ecosystems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 1, pp. 105–115. In Rus.
55. Vasilkov A.S. Proekty instituta «Giprostroykost» [The projects of the Institute «Giprostroykost»]. *Dorogi*, 2013, no. 33, pp. 34–38.

Received: 2 December 2019.

Information about the authors

Vyacheslav A. Melkiy, Dr. Sc., leading researcher, Institute of Marine Geology and Geophysics of the Far East Branch of Russian Academy of Science.

Vitaliy V. Bratkov, Dr. Sc., head of Geography department, Moscow State University of Geodesy and Cartography.

Alexey A. Verkhoturov, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Marine Geology and Geophysics of the Far East Branch of Russian Academy of Science.

УДК 550.93. 551.793

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ПАЛЕОГЕОГРАФИИ ВОСТОЧНОГО ПОБЕРЕЖЬЯ ЗАЛИВА ГРЁН-ФЬОРД (ОСТРОВ ЗАПАДНЫЙ ШПИЦБЕРГЕН) НА ОСНОВАНИИ ИЗУЧЕНИЯ ГОЛОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЫСЕ ФИННИСЕТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Крячюнас Видас Винанто¹,
vidasvk76@gmail.com

Игловский Станислав Анатольевич¹,
iglovskys@mail.ru

Любас Артем Александрович¹,
artem.lyubas@mail.ru

Кузнецова Ирина Андреевна¹,
kia@iepn.ru

Котова Екатерина Ильинична¹,
ecopp@yandex.ru

Шахова Евгения Васильевна¹,
shahovaev@yandex.ru

Мироненко Кирилл Андреевич¹,
mirkandr@gmail.com

¹ Федеральный исследовательский центр комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова РАН, Россия, 163000, г. Архангельск, наб. Северной Двины, 109.

Актуальность исследования заключается в определении возраста моллюсков в заливе Грен-фьорд на архипелаге Шпицберген и физико-химических параметров среды их обитания в условиях угрозы разрушения геологических обнажений с находящимися в них моллюсками и костным материалом птиц и рыб в результате активно развивающихся процессов береговой термоабразии и техногенной нагрузки комбината «Арктикуголь».

Цель: реконструкция основных физико-химических параметров среды обитания моллюсков в голоцене на основе определения видовой принадлежности моллюсков и изучения изотопно-геохимического состава раковин и вмещающих их горных пород.

Методы: определение видовой принадлежности раковин моллюсков с использованием морфологического метода; разложение образцов раковин путем кислотного вскрытия; определение содержания макро- и микроэлементов на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой Aurora Elite фирмы Bruker (Германия) и на волнодисперсном рентгенфлуоресцентном спектрометре LabCenter XRF-1800; определение отношений стабильных изотопов на масс-спектрометре Finnigan MAT253; определение возраста раковин моллюсков на жидкостном низкофоновом сцинтилляционном счетчике.

Объекты: четвертичные отложения берегового клифа мыса Финнисет (залив Грён-фьорд, арх. Западный Шпицберген), раковины двустворчатых моллюсков и их фрагменты.

Результаты. Определены обнаруженные комплексы макрофауны, представленные двустворчатыми моллюсками (*Hiatella arctica*, *Mytilus edulis*, *Tridonta borealis*, *Mya truncata*). Впервые для мыса Финнисет установлен возраст ископаемых раковин морских моллюсков, который составляет от 7970 до 8050 кал. лет. Установлено, что моллюски, найденные в нижних слоях, обитали в более теплой среде чем те, что обнаружены в вышележащих. Реконструированы редокс-условия с помощью соотношения Ni/Co в пределах от 1,5 до 9 единиц и V/Cr менее 2 единиц. Определено содержание U, которое изменяется в диапазоне от 0,2 мг до 4 мг. Анализ отношения Cu/Cr в разрезе показал, что расстояние от области сноса до области осадконакопления изменялось незначительно. Содержания Zn в горной породе свидетельствует о временной регрессии моря и преобладании континентального режима осадконакопления над морским. Определение концентраций Mn в раковинах моллюсков показало, что они обитали в прибрежно-морской зоне с высоким содержанием кислорода.

Ключевые слова:

Голоцен, двустворчатые моллюски, Шпицберген, залив Грён-фьорд, климатические вариации, палеогеографическая реконструкция, стабильные изотопы, геохимические индикаторы.

Введение

Геологические события, произошедшие за последние 10 тысяч лет в Арктике, привлекают внимание ученых со всего мира в связи с важнейшей ее ролью в глобальной климатической системе [1–5]. Важнейшей и все ещё далекой от решения представляется проблема реконструкции климатических изме-

нений и уровня мирового океана в голоцене, которая освещена в работах [6–11]. Реконструкция общих климатических вариаций возможна путем восстановления физико-химических параметров среды на отдельных локальных участках Арктики в тот или иной период голоцена, с дальнейшим обобщением полученного материала, что показано в [12–22]. Наиболее

удобным объектом для реконструкции палеогеографических событий являются раковины двусторчатых моллюсков, которые фиксируют физико-химические сигналы – реперы изменений палеообстановки в голоцене, как отмечается в работах [3, 10, 12–21]. В комплексе с ископаемыми моллюсками важнейшим объектом изучения при палеогеографической реконструкции являются фации осадков [23–31]. Сопреженное изучение данных объектов позволит с высокой точностью воссоздать палеогеографическую обстановку в районах проведения исследования, а в дальнейшем в результате обобщения полученных материалов по различным районам исследования реконструировать общую картину изменения палеогеографических обстановок на рассматриваемой территории в голоцене. Реконструкция флуктуаций физико-химических параметров гидросреды в голоцене на отдельных территориях в Арктике позволит ответить на некоторые дискуссионные моменты голоцена Арктики, а также сделать определенные прогнозы по изменению климата в будущем.

Объекты и методы исследования

В береговом клифе мыса Финнисет (залив Грэн-фьорд, арх. Западный Шпицберген) недалеко от поселка Баренцбург нами обнаружены и охарактеризованы четвертичные отложения [7, 10, 22], содержащие богатые, в видовом и количественном отношении, комплексы двухстворчатых моллюсков. Мощность разреза изученных береговых отложений на мысе Финнисет составляет 220 см, как представлено на рис. 1. Верхний геологический слой I, расположенный под 10–15 сантиметровым слоем почвы, сложен темно-серой супесью с многочисленными включениями не окатанных обломков песчаника и фрагментов каменного угля. В этом слое также присутствуют мелкие осколки раковин двусторчатых моллюсков и усонгих рачков *Balanus balanoides* Linne. Геологический слой I подстилается полосчатыми серо-коричневыми суглинками слоя II (рис. 1) и ниже лежащим слоем торфа (III). Слой IV сложен темно-серой супесью с многочисленными фрагментами и целыми раковинами двусторчатых моллюсков. Как и в верхней части разреза, супесь подстилается слоем торфа (V). Нижний геологический слой разреза представляет собой лёгкий суглинок (VI), содержащий створки морских двусторчатых моллюсков и костный материал, предположительно рыб. Погребенный торф в слоях III и V представлен побегам мха *Sphagnum fuscum*, что видно из рис. 2.

Фотосъемку проб погребенного торфа и фрагментов мха в нем проводили с помощью стереомикроскопа Leica M165 со встроенной камерой.

Отбор раковин моллюсков во время проведения полевых работ состоял из расчистки, описания и разбора образцов макрофауны и флоры в нем [32]. Перед извлечением ископаемого материала было определено и задокументировано его положение в описываемом обнажении [33].

Вид моллюсков определен с использованием методик из [34, 35] в основном на основании их морфо-

логических особенностей: длины (L), максимальной высоты (Hm) и выпуклости (B) изучаемых раковин, измеряемых электронным штангенциркулем [36, 37]. Определение проводили с привлечением коллекций современных морских двусторчатых моллюсков из бассейнов Белого и Баренцева морей, предоставленных Российским музеем центров биоразнообразия ФИЦКИА РАН. Образцы поступивших в лабораторию раковин промывались дистиллированной водой. Разложение образцов раковин проводили путем кислотного вскрытия в открытой системе, согласно [38].

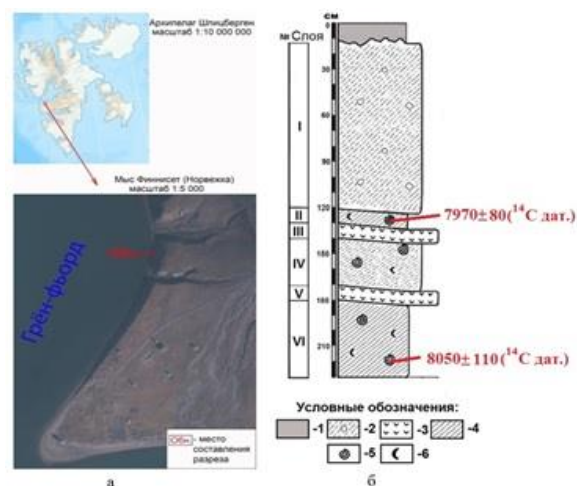


Рис. 1. Разрез береговых отложений на побережье залива Грэн-фьорд в районе мыса Финнисет (о. Западный Шпицберген): а) местоположение разреза, б) схема геологического разреза: I–VI – геологический слой; 1–6 – состав слоя: 1 – почва, 2 – супесь тёмно-серая (флювиогляциальные отложения), 3 – торф тёмно-коричневый, 4 – суглинок, 5 – целые раковины двусторчатых моллюсков, 6 – фрагменты раковин

Fig. 1. Section of coastal sediments on the coast of the Green Fjord bay near Finnisset cape (West Spitsbergen Island): а) location of the section; б) scheme of the geological section: I–VI – geological layer; 1–6 – layer composition: 1 – soil, 2 – dark gray sandy loam (fluvioglacial deposits), 3 – dark brown peat, 4 – loam, 5 – whole shells of bivalve mollusks, 6 – shell fragments

Определение содержания макро- и микроэлементов в раковинах ископаемых моллюсков и во вмещающих их породах выполнено в ЦКП НО «Арктика» САФУ им. М.В. Ломоносова на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой Aurora Elite фирмы Bruker (Германия) и на волнодисперсионном рентгенофлуоресцентном спектрометре LabCenter XRF-1800 [39].

Изотопные определения выполнены в Геологическом институте СО РАН (г. Улан-Удэ) на масс-спектрометре Finnigan MAT253.

Измерения возраста осуществлялись на жидкостном низкочастотном сцинтилляционном счетчике после внесения сцинтилляционных добавок в Геологическом институте РАН (г. Москва).



Рис. 2. Погребенные слои торфа в обнажении раннеголоценовых отложений на мысе Финнисет (о. Западный Шпицберген): а) микроструктура погребенного слоя торфа, б) побег мха *Sphagnum fuscum* из слоя торфа

Fig. 2. Buried peat layers in the outcropping of early Holocene sediments at Finnisset cape (West Spitsbergen Island): a) microstructure of the buried peat layer, b) moss shoot of *Sphagnum fuscum* from the peat layer

Статистическая обработка данных произведена с помощью программного обеспечения StatSoft, Inc. (2011). STATISTICA (data analysis software system), version 10. www.statsoft.com. (номер лицензии AXAR304F737901FA-W, лицензировано до 2-х ядер, текущая конфигурация – 2) [40].

Результаты исследований и их обсуждение

Анализ осадочных фаций, представленных в обнажении, свидетельствует о том, что современный мыс Финнисет в более ранние периоды своего существования представлял собой лагуну, сформированную прибрежными течениями. Эта территория периодически затопливалась морскими водами в периоды трансгрессий и заболачивалась в периоды регрессий моря. Следует отметить, что в лагуну периодически поступали осадочные породы, переносимые талыми пресными водами с западного склона горы Грэн-фьорд.

В морских осадках рассматриваемого геологического обнажения содержатся богатые в видовом и численном отношении комплексы макрофауны, представленные двусторчатными моллюсками (рис. 3).

Таблица 1. Вариации изотопов $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ в изученных ископаемых раковинах

Table 1. Variations of $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ isotopes in the fossil shells studied

Местонахождение обнажения Outcrop location	Горизонт, см Horizon, cm	$\delta^{13}\text{C}$, (‰, V-PDB)	$\delta^{18}\text{O}$ (‰, V-SMOW)
о. Западный Шпицберген, мыс Финнисет West Spitsbergen Island, Finnisset cape	200	0,1–1,8	31,5–34,5
	170	0,6–1,9	33,7–35,2
	70	0,4–2,3	34,5–36,4

С помощью радиоуглеродного метода был определен возраст ископаемых раковин морских моллюсков в верхней и нижней части обнажения (рис. 1). Возраст отложений в разрезе составляет 7970 ± 80 и

8050 ± 110 кал. лет, соответственно, что не противоречит возрасту ископаемых моллюсков, найденных в молодых голоценовых морских террасах залива Грэн-фьорд другими авторами [42, 43], что видно из рис. 4.

Для реконструкции палеогидрологических условий обитания найденных моллюсков были проведены измерения стабильных изотопов $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ в их карбонатных створках (табл. 1).

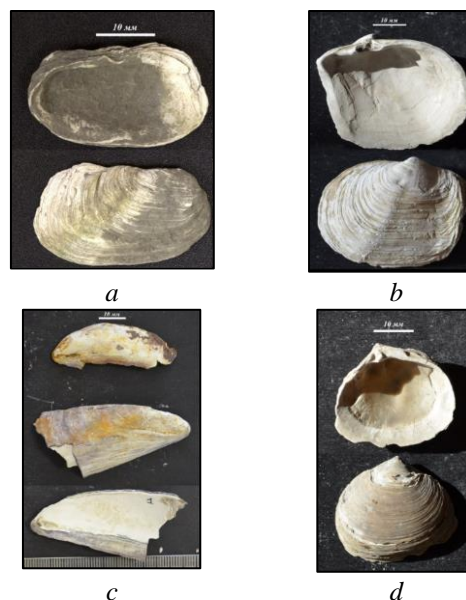


Рис. 3. Ископаемые раковины моллюсков, определенные по [41]: а) *Hiatella arctica*, б) *Mya truncata*, в) *Mytilus edulis*, д) *Tridonta borealis*

Fig. 3. Fossil mollusk shells described in [41]: a) *Hiatella arctica*, b) *Mya truncata*, c) *Mytilus edulis*, d) *Tridonta borealis*

Исходя из представленных значений $\delta^{18}\text{O}$, по формулам (1) и (2) [44] были рассчитаны температуры морской воды, в которых отмечался рост раковин у двусторчатых моллюсков.

$$d^{18}\text{O}_{\text{PDB}} = 0,97006 \cdot d^{18}\text{O}_{\text{SMOW}} - 29,94; \quad (1)$$

$$T = 16,5 - 4,3 \cdot d^{18}\text{O}_{\text{PDB}} + 0,14 \cdot d^{18}\text{O}_{\text{PDB}} \cdot d^{18}\text{O}_{\text{PDB}}. \quad (2)$$

В результате было установлено, что рост раковин, обнаруженных на глубине 170–200 см от «кровли разреза», происходил при относительно высоких летних температурах морской воды от 3 до 13 °С. Данный факт подтверждается присутствием большого количества створок *Mytilus edulis*, которые относятся к умеренно теплолюбивым моллюскам. Кроме того, в данной части разреза найдено *in situ* большое количество костного материала, предположительно птиц и рыб (рис. 5).

Дальнейшие исследования створок ископаемых моллюсков, найденных в разрезе в интервале глубин от 120 до 130 см и от 140 до 170 см, показали, что летняя температура морской воды во времени постепенно понижалась от 0,6–6 °С до –2–3 °С. Таким образом, вариации $\delta^{18}\text{O}$ в датированных раковинах ископаемых моллюсков из разреза на мысе Финнисет подтверждают общий тренд изменения этого показателя в регионе по данным [45] (рис. 6).

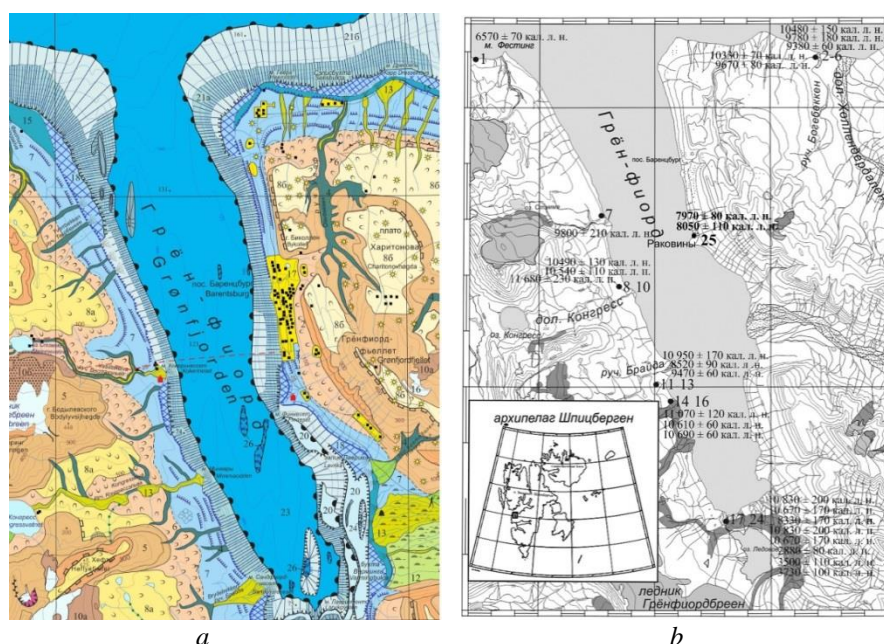


Рис. 4. Залив Грэн-фиорд. (а) геоморфологическая карта по [42], (б) карта местонахождения ископаемых моллюсков в районе по [43] с дополнениями авторов

Fig. 4. Green Fjord bay. (a) geomorphological map according to [42], (b) map of the locations of fossil mollusks in the area according to [43] with author additions

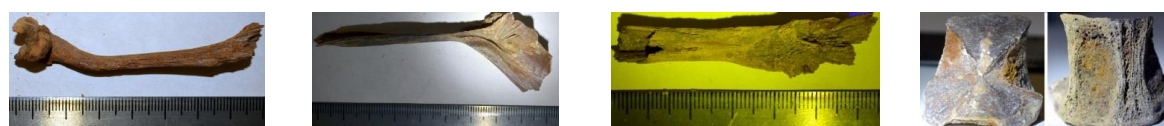


Рис. 5. Ископаемый костный материал, найденный в геологическом разрезе на мысе Финнисет

Fig. 5. Fossil bone material found in a geological section at Finnisset cape

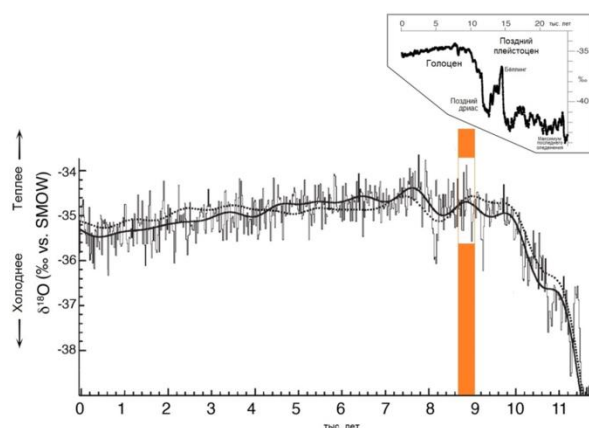


Рис. 6. Положение изученного разреза на м. Финнисет (о. Западный Шпицберген) относительно изотопно-кислородной шкалы по [45]

Fig. 6. Position of the studied section in Finnisset cape (West Spitsbergen Island) relative to the oxygen isotope scale according to [45]

Установлено, что изотопные значения $\delta^{13}\text{C}$ в ископаемых створках двустворчатых моллюсков, найденных в разрезе на мысе Финнисет, близки к 0, что соответствует данным в [46].

Чтобы наиболее точно восстановить природную обстановку изучаемой территории применялись элементы-индикаторы, которые изменяются только при

существенных трансформациях физико-химических условий осадконакопления. Нами были выбраны следующие элементы-индикаторы (табл. 2).

Таблица 2. Геохимические индикаторы

Table 2. Geochemical indicators

Показатель/Index	Значение/Meaning
U, Cr, Mn, Ni/Co, V/Cr	Индикатор окислительно-восстановительных условий Redox conditions indicator
Cu/Cr	Индикатор удаленности области сноса от области осадконакопления Indicator of denudation area distance from the sedimentation area
Zn	Индикатор режима осадконакопления Indicator of sedimentation regime

Статистический анализ химического состава раковин, найденных в обнажении на мысе Финнисет, выявил значимые корреляционные связи между Ni/Co и V/Cr (рис. 7) [47, 48].

По данным [49] отношения $\text{Ni/Co} < 5$ свидетельствуют о формировании осадков в кислой среде; $\text{Ni/Co} = 5-7$ – с частичным отсутствием кислорода; $\text{Ni/Co} > 7$ – в анаэробных условиях.

Индикатор Ni/Co по профилю обнажения м. Финнисет изменяется в широких пределах: от 1,5 до 9 единиц (рис. 8). Аномально высокие значения Ni/Co, равные 9 единицам, отмечаются в слое с по-

гребенным торфом. Генезис данной аномалии, вероятно, связан с недостатком кислорода. Данный вывод подтверждается тем, что в наше время на лагунных болотах, периодически затапливаемых морской водой, фиксируются аномальные значения Ni. Генезис данных аномалий связан с тем, что растительные остатки разлагаются под морской водой, в среде с недостатком кислорода, и гуминовые кислоты извлекают Ni из воды с последующим переводом его в осадок.

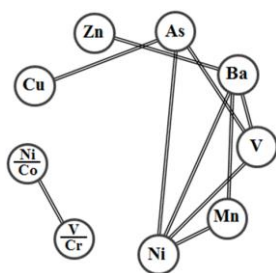


Рис. 7. Корреляционные связи между содержанием элементов-индикаторов палеогеографической обстановки в ископаемых раковинах морских двустворчатых моллюсков в районе мыса Финнисет, о. Западный Шпицберген. Значимые коэффициенты корреляции [от 0,7 до 1,0]

Fig. 7. Correlations between the content of the elements-indicators of the paleogeographic situation in the fossil shells of marine bivalve mollusks in the area of Finnisset cape, West Spitsbergen Island. Significant correlation coefficients [0,7 to 1,0]

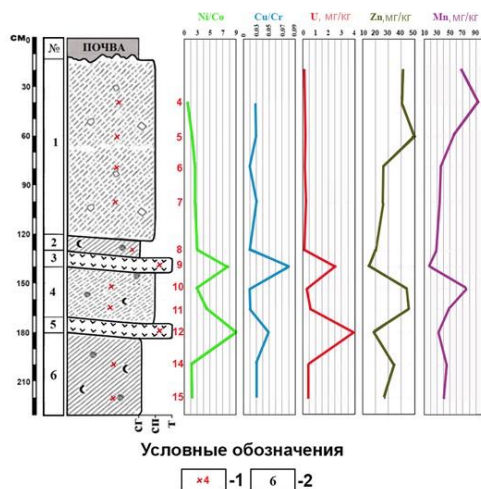


Рис. 8. Реконструкция палеогеографической обстановки на мысе Финнисет (о. Западный Шпицберген) с использованием геохимических элементов-индикаторов. Условные обозначения в соответствии рис. 1: 1 – места отбора отложений в разрезе in situ, 2 – номер геологической пачки

Fig. 8. Reconstruction of the paleogeographic situation at Finnisset cape (West Spitsbergen Island) using geochemical indicator elements. Symbols in accordance with Fig. 1: 1 – sites for selection of sediments in the section in situ, 2 – the number of geological packs

Другим наиболее часто используемым индикатором (особенно за рубежом) является отношение V/Cr

[50]. Окислительные условия в бассейне возможны при $V/Cr < 2$. Отношение $V/Cr \geq 2$ говорит об осадконакоплении в условиях низкого содержания кислорода. Данный индикатор показывает, что в рассматриваемом обнажении на мысе Финнисет кислородные условия сохранялись непрерывно на протяжении всего периода осадконакопления. Лагунное болото в период торфонакопления не было полностью закрытой системой, а кислород поступал вместе с морской водой во время приливов.

Элемент-индикатор уран (U) активно используется в палеогеографии для определения окислительно-восстановительных условий осадконакопления, т. к. данный металл чутко реагирует на изменение редокс-потенциала среды [51, 52]. В условиях осадконакопления U имеет свойство накапливаться как на восстановительных барьерах, так и в окислительных условиях на сорбционных барьерах. Содержание урана в рассматриваемом обнажении меняется в интервале от 0,2 до 4 мг. Две мощные положительные урановые аномалии приурочены к слоям с погребенным торфом, здесь концентрации U достигают 2,6 и 4 мг соответственно. Также отмечается увеличение в два-три раза концентрации U и в слоях, непосредственно примыкающих к торфяным горизонтам. Таким образом, с помощью элемента-индикатора U в разрезе четко установлены границы изменения редокс-потенциала среды. Другим элементом-индикатором, чутко реагирующим на изменение редокс-потенциала среды, является хром (Cr). Химические свойства Cr аналогичны химическим свойствам урана. Так, в геологическом обнажении на мысе Финнисет высокие концентрации хрома отмечаются в слоях с погребенным торфом, там же где и рассмотренные выше положительные аномалии по урану. Таким образом, с помощью элементов-индикаторов – U и Cr – определены четкие границы изменения редокс-потенциала среды в обнажении.

Индикатором удаленности области сноса от области осадконакопления является отношение Cu/Cr. В основе данного индикатора лежит миграционная способность данных элементов – Cu является легкоподвижным металлом, в отличие от малоподвижного Cr. Анализ отношения металлов в разрезе показал, что расстояние от области сноса до области осадконакопления изменялось незначительно, за исключением двух периодов торфонакопления, когда область сноса находилась рядом с областью осадконакопления или полностью исчезала, и в результате могла возникнуть такая полузакрытая система, как лагунное болото (табл. 4).

Цинк (Zn) как элемент-индикатор используют для реконструкции режима осадконакопления. Установлено [53], что частота встречаемости Zn (а значит, и его средние концентрации) в морских отложениях выше, чем в континентальных. По концентрации цинка в разрезе мы можем установить, какой режим осадконакопления был в тот или иной период на рассматриваемой территории – морской или континентальный. Данный металл в некоторых случаях позволяет решить основную проблему палеогеографии –

установить область сноса, которая существовала в прошлом. Цинк вместе с обломочным материалом поступает в прибрежную зону, где аккумулируется на сорбционных геохимических барьерах, которыми служат гидроксиды железа. В обнажении на м. Финнисет в двух геологических слоях, представленных погребенным торфом, наблюдается резкое снижение концентрации Zn, которое свидетельствует о регрессии моря и временном преобладании континентального режима осадконакопления над морским режимом. В период существования лагунного болота поступление с суши Zn вместе с обломочными породами практически прекратилось. Это подтверждается значениями индикатора Cu/Cr. Основным источником поступления Zn была морская вода, которая проникала на территорию болот во время штормовых нагонов. Высокие концентрации Zn в данном обнажении обнаруживаются также в верхних частях разреза. Этот факт говорит о том, что на территории исследования преобладал морской режим осадконакопления, вызванный трансгрессией моря. В результате существовало два пути поступления Zn: первый – из морской воды, второй – вместе с обломочным и растворенным

материалом с территории суши, т. к. в результате трансгрессии моря появилась «область сноса», которая под воздействием абразионной и эрозионной деятельности подвергалась активному размыву. Это видно из особенности сложения верхних геологических слоев, в состав которых входят куски песчаника, угля и железистые конкреции.

Содержание Mn в разрезе служит индикатором существования окислительных обстановок в тот или иной период осадконакопления. Мигрирующий с суши Mn в морской воде быстро окисляется и выпадает в осадок. Поэтому в настоящее время в прибрежно-морской зоне часто обнаруживаются марганцевые аномалии. Концентрация Mn в раковинах моллюсков из обнажения на мысе Финнисет (табл. 3) свидетельствует о том, что моллюски обитали в условиях с высоким содержанием кислорода.

Для химического состава раковин моллюсков, найденных в обнажении на мысе Финнисет, характерна сильная связь между марганцем и барием (рис. 4). Последний накапливался в раковинах моллюсков, обитавших на глинистом субстрате в прохладных условиях.

Таблица 3. Элементный состав ископаемых раковин морских моллюсков из изученных разрезов, мг/кг

Table 3. Elemental composition of fossil shells of marine mollusks from the studied outcrops, mg/kg

о. Западный Шпицберген, мыс Финнисет West Spitsbergen Island, Finnisset cape										
Глубина отбора, см Sampling depth, cm	Cu	Zn	As	Ba	V	Cr	Mn	Ni	Co	U
120–140	1,76±0,67	31,43±17,39	0,74±0,33	8,67±1,63	0,67±0,23	0,50±0,18	31,22±12,5	2,03±0,87	1,29±0,63	0,13±0,07
170	0,22±0,05	0,57±0,06	0,18±0,01	2,97±0,19	0,12±0,01	—*	7,32±1,21	0,13±0,00	—	0,15±0,03
200	1,17±0,41	20,07±6,28	0,28±0,12	5,90±1,40	0,24±0,08	0,21±0,10	16,12±4,17	0,65±0,18	0,35±0,12	—

Заключение

Впервые найдено и детально описано геологическое обнажение на мысе Финнисет, залив Грэн-фьорд, остров Западный Шпицберген. Из обнажения была собрана коллекция морских двусторчатых моллюсков – *Hiatella arctica*, *Mya truncata*, *Mytilus edulis*, *Tridonta borealis*. Установлено, что они обитали в морскую изотопную стадию МИС-1 – в период от 8750 до 9090 лет назад. По результатам изучения соотношений $\delta^{18}\text{O}$ в карбонате раковин ископаемых моллюсков определено, что особи, найденные в нижних слоях обнажения, обитали в более теплой морской воде, чем те, которые найдены в этом же разрезе в вышележащих отложениях. Это подтверждается массовым присутствием створок умеренно-теплолюбивого моллюска *Mytilus edulis* в нижней части разреза.

С помощью геохимических индикаторов: U, Cr, Mn, Ni/Co, V/Cr, Cu/Cr, Zn, частично были восстановлены физико-химические параметры среды обитания моллюсков. Индикатор Ni/Co по профилю геологического обнажения изменяется в широких пределах от 1,5 до 9 единиц. Аномально высокие значения его

отмечаются в слое с погребенным торфом. Индикатор V/Cr показал, что кислородный режим сохранялся на протяжении всего периода осадконакопления. Содержание U в обнажении меняется в диапазоне от 0,2 до 4 мг. Выделяются две мощные аномалии U, приуроченные к двум слоям с погребенным торфом, где его концентрации составляют 2,6 и 4 мг соответственно. Возможно, аномалии U связаны с генезисом лагунных болот. Высокие концентрации для Cr также отмечаются в слоях с погребенным торфом. Анализ отношения Cu/Cr в разрезе показал, что область сноса от области осадконакопления находилась на одном расстоянии. В обнажении на м. Финнисет в двух геологических слоях разреза наблюдается резкое снижение концентрации Zn, свидетельствующее о регрессии моря и временном преобладании континентального режима осадконакопления над морским режимом. Определение концентраций Mn в раковинах показало, что моллюски обитали в прибрежно-морской зоне с высоким содержанием кислорода.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках темы (проекта) «Комплексные изотопно-

геохимические исследования качества природной среды и идентификация процессов её трансформации на приморских территориях Европейского Севера в современности и

в прошлом» (№ 0409-2019-0037). Исследования выполнены с использованием оборудования УНУ «Российский музей центров биоразнообразия ФИЦКИА РАН».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A synthesis of Holocene climate change in Arctic Canada and Greenland / J. Briner, N. McKay, Y. Axford, O. Bennike, A. de Vernal, D. Fisher, P. Francus, B. Fréchette, K. Gajewski // *Quaternary Science Reviews*. – 2016. – V. 147. – P. 340–364. URL: <https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2016.02.010> (дата обращения 10.06.2019).
2. Salvigsen O., Nydal R. The Weichselian glaciation in Svalbard before 15,000 B.P. // *Boreas*. – 1981. – V. 10. – P. 433–446. URL: <https://doi.org/10.1111/j.1502-3885.1981.tb00507.x> (дата обращения 10.06.2019).
3. Pleistocene glaciation chronology of Spitsbergen / L. Troitsky, J.-M. Punning, G. Hutt, R. Rajamae // *Boreas*. – 1979. – V. 8. – P. 401–407. URL: <https://doi.org/10.1111/j.1502-3885.1979.tb00435.x> (дата обращения 10.06.2019).
4. Holocene multi-proxy environmental reconstruction from lake Hakluytvatnet, Amsterdamøya Island, Svalbard (79.5°N) / M. Gjerde, J. Bakke, W.J. D'Andrea, N.L. Balascio, R.S. Bradley, K. Vasskog, S. Ólafsdóttir, T.O. Røthe, B.B. Perren, A. Hormes // *Quaternary Science Reviews*. – 2017. – V. 183. – № 1. – P. 164–176. DOI: 10.1016/j.quascirev.2017.02.017.
5. Modeling past and present activity of a subarctic hydrothermal system using O, H, C, U and Th isotopes / A.I. Malov, I.N. Bolotov, O.S. Pokrovsky, S.B. Zykov, S.V. Druzhinin, A.A. Lyubas, M.Y. Gofarov, V.V. Kriauciunas, Y.V. Bepalaya, O.V. Aksanova, I.V. Tokarev, K.A. Arslanov, S.B. Chernov, F.E. Maksimov, I.A. Kostikova // *Applied Geochemistry*. – 2015. – V. 63. – P. 93–104. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.07.003> (дата обращения 10.06.2019).
6. Шарварман Ю.Г., Болотов И.Н., Игловский С.А. Изменения климата и их влияние на окружающую природную среду Европейского севера России // *Изменение окружающей среды и климата: природные и связанные с ними техногенные катастрофы. В 8 т. – М.: Российская академия наук, 2008. – Т. 6. – С. 80–98. URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=30712694* (дата обращения 10.06.2019).
7. Игловский С.А., Крячунас В.В. Особенности современного состояния морских террас (многолетнемерзлые породы, рельеф, почвы) восточного побережья залива Грен-фьорд (Шпицберген, Норвегия) // *Комплексные исследования природы Шпицбергена и прилегающего шельфа. – Ростов-на-Дону: Южный научный центр РАН, 2016. – С. 167–172. URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=27213936* (дата обращения 10.06.2019).
8. Sejr M., Jensen T., Rysgaard S. Annual growth bands in the bivalve *Hiatella arctica* validated by a mark-recapture study in NE Greenland // *Polar Biology*. – 2002. – V. 25. Iss. 10. – P. 794–796. URL: <https://doi.org/10.1007/s00300-002-0413-8> (дата обращения 10.06.2019).
9. Оценка климатических изменений в Арктике в XXI столетии на основе комбинированного прогностического сценария / Т.Ю. Выручалкина, А.В. Гусев, Н.А. Дианский, Г.Н. Панин, И.В. Соломонова // *Арктика: экология и экономика. – 2017. – № 2 (26). – С. 35–52. URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=29456281* (дата обращения 10.06.2019).
10. Крячунас В.В., Игловский С.А. Палеографические исследования архипелага Шпицберген // *Комплексная научно-образовательная экспедиция Арктический плавучий университет – 2013. Материалы экспедиции: в 2-х частях. – Архангельск: Изд-во ФГАОУ ВПО «Северный Арктический федеральный университет им. М.В. Ломоносова», 2013. – Ч. 1. – С. 145–195. URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=36546419* (дата обращения 10.06.2019).
11. Synchronized proxy-based temperature reconstructions reveal mid-to late Holocene climate oscillations in High Arctic Svalbard / T.P. Luoto, A.E.K. Ojala, L. Arppe, S.J. Brooks, E. Kurki, M. Oksman, M.J. Wooller, M. Zajączkowski // *Journal of Quaternary Science*. – 2017. – № 33 (1). – P. 93–99. URL: <https://doi.org/10.1002/jqs.3001> (дата обращения 10.06.2019).
12. Dynamic Holocene glacial history of St. Jonsfjorden, Svalbard / W.R. Farnsworth, O. Ingólfsson, R. Noormets, L. Allaart, H. Alexanderson, M. Henriksen, A. Schomacker // *Boreas*. – 2017. – V. 46. – P. 585–603. URL: <https://doi.org/10.1111/bor.12269> (дата обращения 10.06.2019).
13. Rózycki O. Marine bivalve molluscs of Svalbard // *Polar Research*. – 1987. – V. 5. – № 2. – P. 257–260. URL: <https://doi.org/10.3402/polar.v5i2.6881> (дата обращения 10.06.2019).
14. Dallmann W.K. Geoscience Atlas of Svalbard. Norwegian Polar Institute, Report 148. Tromsø: Norsk polarinstitutt, 2015. – 292 p.
15. Mangerud J., Svendsen J.I. The Holocene thermal maximum around Svalbard, Arctic North Atlantic; molluscs show early and exceptional warmth // *The Holocene*. – 2018. – V. 28. – Iss. 1. – P. 65–83. URL: <https://doi.org/10.1177/0959683617715701> (дата обращения 10.06.2019).
16. Новые данные по стратиграфии четвертичных отложений и палеогеографии Вейде-фьорда (архипелаг Шпицберген) / В.В. Шарин, В.В. Алексеев, В.А. Дымов, И.А. Погодина, Д.Ю. Большаков, Е.А. Гусев // *Комплексные исследования природы Шпицбергена. Апатиты. – 2006. – С. 157–172. URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=23547765* (дата обращения 10.06.2019).
17. Шарин В.В., Арсланов Х.А. Новые радиоуглеродные датировки морских террас северо-восточной земли (архипелаг Шпицберген) // *Вестник СПбГУ. – 2011. – Сер. 7. – Вып. 2. – С. 129–134. URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=16349839* (дата обращения 10.06.2019).
18. Salvigsen O., Osterholm H. Radiocarbon dated raised beaches and glacial history of the northern coast of Spitsbergen, Svalbard // *Polar Research*. – 1982. – V. 1. – P. 97–115. URL: <https://doi.org/10.3402/polar.v1982i1.7000> (дата обращения 10.06.2019).
19. Salvigsen O., Forman Steven L., Miller Gifford H. Thermophilous molluscs on Svalbard during the Holocene and their paleoclimatic implications // *Polar Research*. – 1992. – V. 11. – № 1. – P. 1–10. URL: <https://doi.org/10.3402/polar.v11i1.6712> (дата обращения 10.06.2019).
20. Alexanderson H., Landvik Jon Y. Sediments of MIS 5e age suggested by new OSL dates from the Skilvika section, west Svalbard // *Polar Research*. – 2018. – V. 37. – № 1. – P. 1–6. URL: <https://doi.org/10.1080/17518369.2018.1503907> (дата обращения 10.06.2019).
21. Palaeoclimatic changes in Kveithola, Svalbard, during the Late Pleistocene deglaciation and Holocene: evidences from microfossil and sedimentology records / K. Carbonara, K. Mezgec, G. Varagona, M.E. Musco, R.G. Lucchi, G. Villa, C. Morigi, R. Melis, M. Caffau // *Paleo3*. – 2016. – V. 463. – № 1. – P. 136–149. URL: <https://doi.org/10.1016/j.paleo.2016.10.003> (дата обращения 10.06.2019).
22. Kriauciunas V.V., Iglovsky S.A., Kuznetsova I.A. Trace metals in soil Catenas of the Arctic Islands (The Svalbard and Novaya Zemlya Archipelagos) // *Biogeochemistry of trace elements* / Eds. O.S. Pokrovsky, J. Viers. – New-York: Nova Science Publishers, Inc., 2018. – P. 309–359. URL: <https://novapublishers.com/shop/biogeochemistry-of-trace-elements/> (дата обращения 10.06.2019).
23. Forman S.L., Miller G.H. Time-dependent morphologies and pedogenic processes in raised beaches, Broggerhaalvoya, Spitsbergen, Svalbard archipelago // *Arctic and Alpine Res.* – 1984. – V. 16. – P. 381–394. URL: <https://www.jstor.org/stable/1550900> (дата обращения 10.06.2019).
24. Seasonality of bivalve larvae within a high Arctic fjord / M.M. Brandner, E. Stübner, A.J. Reed, T.M. Gabrielsen, S. Thatje // *Polar Biology*. – 2017. – V. 40. – Iss. 2. – P. 263–276. URL: <https://doi.org/10.1007/s00300-016-1950-x> (дата обращения 10.06.2019).
25. Andruleit H., Freiwald A., Schafer P. Bioclastic carbonate sediments on the southwestern Svalbard shelf // *Marine Geology*. – 1996. – V. 134. – P. 163–182. URL: [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(96\)00044-8](https://doi.org/10.1016/0025-3227(96)00044-8) (дата обращения 10.06.2019).
26. Uranium-thorium dating of high sea terraces of the Spitsbergen Archipelago / F.E. Maksimov, V.V. Sharin, V.Yu. Kuznetsov,

- A.S. Okunev, V.A. Grigoriev, A.Yu. Petrov // Vestnik of Saint-Petersburg University. Series 7. Geology. Geography. – 2016. – Iss. 2. – P. 54–64. URL: https://dspace.spbu.ru/bitstream/11701/2594/1/Maksimov_Sharin_et_al.pdf (дата обращения 10.06.2019).
27. Fluctuations of the Svalbard – Barents sea ice sheet during the last 150000 years / J. Mangerud, T. Dokken, D. Hebbeln, B. Heggen, O. Ingjolfsson, J.Y. Landvik, V. Mejdahl, J.I. Svendsen, T.O. Vorren // Quaternary Science Reviews. – 1998. – V. 17. – P. 11–42. URL: [https://doi.org/10.1016/S0277-3791\(97\)00069-3](https://doi.org/10.1016/S0277-3791(97)00069-3) (дата обращения 10.06.2019).
28. Мещеряков Н.И. Особенности седиментогенеза в южной части залива Грен-фьорд (западный Шпицберген) // Комплексные исследования природы Шпицбергена и прилегающего шельфа: Материалы Всероссийской научной конференции. – Ростов-на-Дону: Южный научный центр РАН, 2016. – С. 260–266. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=27221125> (дата обращения 10.06.2019).
29. Geomorphological investigation of multiphase glaciotectionic composite ridge systems in Svalbard / H.I. Lovell, D. Benn, S. Lukas, M. Spagnolo, J. Cook Simon, A. Swift Darrel, D. Clark Chris., C. Yde Jacob, T. Watts // Geomorphology. – 2018. – V. 300. – P. 176–188. URL: <https://doi.org/10.1016/j.geomorph.2017.10.024> (дата обращения 10.06.2019).
30. Diversity and main properties of soils of the Grønfjord area (Svalbard archipelago) / E.V. Abakumov, V.I. Polyakov, E.I. Iavid, V.N. Kondakova // Czech Polar Reports. – 2018. – V. 8. – № 1. – P. 43. URL: <https://doi.org/DOI: 10.5817/CPR2018-1-4> (дата обращения 10.06.2019).
31. Игловский С.А. Антропогенная трансформация мерзлотных условий европейского севера России и ее последствия // Арктика и Север. – 2013. – № 10. – С. 107–124. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=18789805> (дата обращения 10.06.2019).
32. Данукалова Г.А. Палеонтология в таблицах. Методическое руководство. – Тверь: Изд-во ГЕРС, 2009. – 196 с.
33. Янин Б.Т. Основы тафономии. – М.: Изд-во «Недра», 1983. – 184 с.
34. Наумов А.Д. Двустворчатые моллюски Белого моря. Опыт эколого-фаунистического анализа. – СПб.: Зоологический институт РАН, 2006. – 367 с.
35. Филатова З.А. Класс двустворчатых моллюсков северных морей СССР (Bivalvia, Lamellibranchiata) // Определитель фауны и флоры северных морей СССР / под ред. Н.С. Гаевской. – М.: Изд-во «Советская наука», 1948. – С. 405–446.
36. Наумов А.Д., Скарлато О.А., Федяков В.В. Класс Bivalvia. Моллюски Белого моря // Определитель по фауне СССР. – Л.: Наука, 1987. – В. 151. – С. 205–257.
37. Скарлато О.А., Старобогатов Я.И., Антонов Н.И. Морфология раковины и макроанатомия // Методы изучения двустворчатых моллюсков. – Л.: ЗИН АН СССР, 1990. – С. 4–31.
38. НСАМ 499-АЭС/МС Определение элементного состава горных пород, почв, грунтов и донных отложений атомно-эмиссионным с индуктивно связанной плазмой и масс-спектральным с индуктивно связанной плазмой методами. – М: ВИМС, 2015. – 69 с.
39. М-02-0203-09. Методика выполнения измерений массовой доли натрия, кремния, кальция, титана, ванадия, хрома, бария, марганца, железа, никеля, меди, цинка, стронция, свинца, циркония, молибдена, алюминия, магния в порошковых пробах почв и донных отложений рентгеноспектральным методом с применением энергодисперсионных рентгенофлуоресцентных спектрометров типа EDX фирмы Shimadzu. – СПб.: ООО «Аналит», 2009. – 18 с.
40. Пузаченко Ю.Г. Математические методы в экологических и географических исследованиях. – М.: ИЦ «Академия», 2004. – 416 с. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=19489189> (дата обращения 10.06.2019).
41. Федяков В.В. Закономерности распределения моллюсков Белого моря. – Л.: ЗИН, 1986. – 127 с. URL: <http://www.geokniga.org/books/9412> (дата обращения 10.06.2019).
42. Шарин В.В., Окунев А.С., Лазарева Е.И. Геоморфологическая карта центральной части острова Западный Шпицберген (Земля Норденшельда, архипелаг Шпицберген). Масштаб 1:50000. – СПб.: Изд-во «Ренова», 2012. URL: http://www.pmge.ru/getfile.php?file_id=76 (дата обращения 10.06.2019).
43. Новые геохронологические данные четвертичных отложений северо-западной части земли Норденшельда (архипелаг Шпицберген) / В.В. Шарин, О.В. Кокин, Е.А. Гусев, А.С. Окунев, Х.А. Арсланов, Ф.Е. Максимов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. – 2014. – № 1. – С. 159–168. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21396879> (дата обращения 10.06.2019).
44. Яковишина Е.В., Одинцова А.А., Беньямовский В.Н. Новые данные комплексных исследований маастрихтских отложений разреза реки Дарья (район Минеральных Вод) // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: VII Всероссийское литологическое совещание. – Новосибирск, 2013. – Т. III. – С. 322–326.
45. Oxygen isotope and palaeotemperature records from six Greenland ice-core stations: Camp Century, Dye-3, GRIP, GISP2, Renland and NorthGRIP / S.J. Johnsen, D. Dahl-Jensen, N. Gundestrup, J.P. Steffensen, H.B. Clausen, H. Miller, V. Masson-Delmotte, A.E. Sveinbjörnsdottir, J. White // J. Quaternary Sci. – 2001. – V. 16. – P. 299–307. URL: <https://doi.org/10.1002/jqs.622> (дата обращения 10.06.2019).
46. 9,400 yr B.P.: the mortality of mollusk shell (*Mya truncata*) at high Arctic is associated with a sudden cooling event / L.X. Yuan, L.G. Sun, G.J. Wei, N.Y. Long, Z.Q. Xie, Y.H. // Wang Environmental Earth Sciences. – 2011. – V. 63. – Iss. 6. – P. 1385–1393. DOI: 10.1007/s12665-010-0808-8
47. Подковыров В.Н., Гражданкин Д.В., Маслов А.В. Литогеохимия тонкозернистых обломочных пород венда южной части Вычегодского прогиба // Литология и полезные ископаемые. – 2011. – № 5. – С. 484–504. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=16862684> (дата обращения 10.06.2019).
48. Гусев А.И. К стратиграфии четвертичных отложений западной части Приморской равнины // Труды НИИГА. – 1958. – Т. 80. – Вып. 5. – С. 79–86. URL: <http://www.evgenyev.narod.ru/laptev/gusev-1958.html> (дата обращения 10.06.2019).
49. Скларов Е.В. и др. Интерпретация геохимических данных / под ред. Е.В. Скларова. – М.: Интернет Инжиниринг, 2001. – 288 с.
50. Эрнст В. Геохимический анализ фаций. – Л.: Недра, 1976. – 127 с. URL: http://lithology.ru/system/files/books/vemer_facies.pdf (дата обращения 10.06.2019).
51. Водяницкий Ю.Н. Химические аспекты поведения урана в почвах (обзор литературы) // Почвоведение. – 2011. – № 8. – С. 940–952. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=16552877> (дата обращения 10.06.2019).
52. Рихванов Л.П., Арбузов С.И., Барановская Н.В., Волостнов А.В., Архангельская Т.А., Межибор А.М., Берчук В.В., Жорняк Л.В., Замятина Ю.Л., Иванов А.Ю., Таловская А.В., Шатилова С.С., Язиков Е.Г. Радиоактивные элементы в окружающей среде // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. – № 1. – С. 128–136. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=11676076> (дата обращения 10.06.2019).
53. Лукашев В.К. Геохимия четвертичного литогенеза. – Минск: Изд-во «Наука и техника», 1970. – 295 с. URL: <http://www.geokniga.org/books/20226> (дата обращения 10.06.2019).

Поступила 18.06.2019 г.

Информация об авторах

Крячунас В.В., кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории экологической радиологии Федерального исследовательского центра комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова РАН.

Игловский С.А., кандидат географических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории экологической радиологии Федерального исследовательского центра комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова РАН.

Любас А.А., кандидат географических наук, старший научный сотрудник лаборатории молекулярной экологии и биогеографии Федерального исследовательского центра комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова РАН.

Кузнецова И.А., кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории экологической радиологии Федерального исследовательского центра комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова РАН.

Котова Е.И., кандидат географических наук, старший научный сотрудник лаборатории экологической радиологии Федерального исследовательского центра комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова РАН.

Шахова Е.В., кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмологии Федерального исследовательского центра комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова РАН.

Мироненко К.А., стажер-исследователь лаборатории экологической радиологии Федерального исследовательского центра комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова РАН.

UDC 550.93. 551.793

NEW PALEOGEOGRAPHY DATA OF THE EASTERN COAST OF GREEN FJORD (WEST SPITSBERGEN ISLAND) BASED ON RESEARCH OF THE HOLOCENE DEPOSITS ON FINNESET CAPE WITH USE OF ISOTOPE-GEOCHEMICAL METHODS

Vidas V. Kriauciunas¹,
vidas76@mail.ru

Stanislav A. Iglovsky¹,
iglovskys@mail.ru

Artem A. Lyubas¹,
artem.lyubas@mail.ru

Irina A. Kuznetsova¹,
kia@iepn.ru

Ekaterina I. Kotova¹,
ecopp@yandex.ru

Evgeniya V. Shakhova¹,
shahovaev@yandex.ru

Kirill A. Mironenko¹,
mirkiandr@gmail.com

¹ Federal Center for Integrated Arctic Research RAS,
109, Northern Dvina embankment, Arkhangelsk, 163000, Russia.

The relevance of the research consists in determining the age of mollusks in the Green fjord bay of West Spitsbergen Island and physical and chemical parameters of their habitat environment in conditions of the threat of destruction of geological outcrops as a result of actively developing processes of coastal thermo-abrasion and man-made load of «Arcticugol» combine.

The main aim of the research is to reconstruct physical and chemical parameters of mollusks habitat environment in Holocene based on determination of mollusks species and research of isotope-geochemical composition of shells and their host rocks.

Methods. Mollusk species were identified using morphological method and decomposition of shell samples – by acid dissection. Content of microelements and trace elements was determined on Aurora Elite inductively coupled plasma mass spectrometer (Bruker, Germany) and on LabCenter XRF-1800 wavelength X-ray fluorescence spectrometer and stable isotope ratios – on Finnigan MAT253 mass spectrometer. Age of mollusk shells was identified on liquid low-background scintillation counter.

Objects of the research are quaternary sediments of the coastal cliff of Finneset cape (Green fjord bay, West Spitsbergen Island), shells of bivalve mollusks and their fragments.

Results. The authors have identified the detected macrofauna complexes represented by bivalve mollusks (*Hiatella arctica*, *Mytilus edulis*, *Tridonta borealis*, *Mya truncata*) and the age of fossil shells of marine mollusks for Finneset cape, which are from 7970 to 8050 years old. It was established that the mollusks found in lower layers lived in a warmer climate than those found in the overlying layers. The authors reconstructed redox conditions using Ni/Co ratios ranging from 1.5 to 9 units and V/Cr less than 2 units. Content of the U was detected in range from 0.2 mg to 4 mg. An analysis of the Cu/Cr ratio in the outcrop shows that the distance from the area of denudation to the sedimentation area changed insignificantly. Zn concentration in sediments indicates the temporal regression of the sea and predominance of continental sedimentary regime over sea regime. Determination of Mn content in mollusk shells shown, that they lived in coastal-marine zone with high oxygen content.

Key words:

Holocene, bivalve mollusks, Spitsbergen, Green fjord bay, climatic variations, paleogeographical reconstruction, stable isotopes, geochemical indicators.

The research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation in the framework of the theme (project) «Complex isotope-geochemical studies of the quality of the natural environment and identification of the processes of its transformation in the coastal territories of the European North in modern times and in the past» (no. 0409-2019-0037). The researches were carried out using the facilities of the Russian Museum of the Biodiversity Hotspots of the FCI Arctic RAS.

REFERENCES

1. Briner J., McKay N., Axford Y., Bennike O., De Vernal A., Fisher D., Francus P., Fréchette B., Gajewski K. A synthesis of Holocene climate change in Arctic Canada and Greenland. *Quaternary Science Reviews*, 2016, vol. 147, pp. 340–364. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2016.02.010> (accessed 10 June 2019).
2. Salvigsen O., Nydal R. The Weichselian glaciation in Svalbard before 15,000 B. P. *Boreas*, 1981, vol. 10, pp. 433–446. Available at: <https://doi.org/10.1111/j.1502-3885.1981.tb00507.x> (accessed 10 June 2019).
3. Troitsky L., Punning J.-M., Hutt G., Rajamäe R. Pleistocene glaciation chronology of Spitsbergen. *Boreas*, 1979, vol. 8, pp. 401–407. Available at: <https://doi.org/10.1111/j.1502-3885.1979.tb00435.x> (accessed 10 June 2019).

4. Gjerde M., Bakke J., D'Andrea W.J., Balascio N.L., Bradley R.S., Vasskog K., Ólafsdóttir S., Røthe T.O., Perren B.B., Hormes A. Holocene multi-proxy environmental reconstruction from lake Hakluyvatnet, Amsterdamøya Island, Svalbard (79.5°N). *Quaternary Science Reviews*, 2017, vol. 183, no. 1, pp. 164–176. DOI: 10.1016/j.quascirev.2017.02.017.
5. Malov A.I., Bolotov I.N., Pokrovsky O.S., Zykov S.B., Druzhinin S.V., Lyubas A.A., Gofarov M.Y., Kriauciunas V.V., Bespalaya Y.V., Aksenova O.V., Tokarev I.V., Arslanov K.A., Chernov S.B., Maksimov F.E., Kostikova I.A. Modeling past and present activity of a subarctic hydrothermal system using O, H, C, U and Th isotopes. *Applied Geochemistry*, 2015, vol. 63, pp. 93–104. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.07.003> (accessed 10 June 2019).
6. Shvartsman Yu.G., Bolotov I.N., Iglovsky S.A. Izmeneniya klimata i ikh vliyaniye na okruzhayushchuyu prirodnyuyu sredyu Evropysevernoy severnoy Rossii [Climate change and its impact on the environment of the European North of Russia]. *Izmeneniye okruzhayushchey sredy i klimata: prirodnyye i svyazannyye s nimi tekhnogenyye katastrofy* [Environmental and climate change: natural and related man-made disasters]. Moscow, Russian Academy of Sciences Publ., 2008. pp. 80–98. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30712694> (accessed 10 June 2019).
7. Iglovsky S.A., Kriauciunas V.V. Osobennosti sovremennogo sostoyaniya morskikh terras (mноголетnemerzlyye porody, relief, pochvy) vostochnogo poberezhya zaliva Gren-ford (Shpitsbergen, Norvegiya) [Features of the modern state of marine terraces (permafrost, relief, soil) of the eastern coast of the Greenfjord Bay (Spitsbergen, Norway)]. *Kompleksnyye issledovaniya prirody Shpitsbergena i prilgayushchego shelfa* [Comprehensive studies of the nature of Svalbard and the adjacent shelf]. Murmansk, MMBI KSC RAS Publ., 2016. pp. 167–172. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=27213936> (accessed 10 June 2019).
8. Sejr M., Jensen T., Rysgaard S. Annual growth bands in the bivalve *Hiatella arctica* validated by a mark-recapture study in NE Greenland. *Polar Biology*, 2002, vol. 25, Iss. 10, pp. 794–796. Available at: <https://doi.org/10.1007/s00300-002-0413-8>
9. Vyuruchalkina T.Yu., Gusev A.V., Diansky N.A., Panin G.N., Solomonova I.V. Assessment of climate change in the Arctic in the XXI century based on a combined prognostic scenario. *Arctic: ecology and economy*, 2017, vol. 2, no. 26, pp. 35–52. In Rus. <https://elibrary.ru/item.asp?id=29456281> (accessed 10 June 2019).
10. Kriauciunas V.V., Iglovsky S.A. Paleograficheskie issledovaniya arkhipelaga Shpitsbergen [Paleographic studies of the Svalbard Archipelago]. *Kompleksnaya nauchno-obrazovatel'naya ekspeditsiya Arkticheskoy plavuchiy universitet-2013. Materialy ekspeditsii* [Integrated scientific and educational expedition Arctic floating university-2013. Expedition materials]. Archangelsk, NARFU Publ., 2013. Vol. 1, pp. 145–195. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36546419> (accessed 10 June 2019).
11. Luoto T.P., Ojala A.E.K., Arppe L., Brooks S.J., Kurki E., Oksman M., Wooller M.J., Zajączkowski M. Synchronized proxy-based temperature reconstructions reveal mid- to late Holocene climate oscillations in High Arctic Svalbard. *Journal of Quaternary Science*, 2017, vol. 33, no. 1, pp. 93–99. Available at: <https://doi.org/10.1002/jqs.3001> (accessed 10 June 2019).
12. Farnsworth W.R., Ingólfsson Ó., Noormets R., Allaart L., Alexanderson H., Henriksen M., Schomacker A. Dynamic Holocene glacial history of St. Jonsfjorden, Svalbard. *Boreas*, 2017, vol. 46, pp. 585–603. Available at: <https://doi.org/10.1111/bor.12269> (accessed 10 June 2019).
13. Rózycki O. Marine bivalve molluscs of Svalbard. *Polar Research*, 1987, vol. 5, no. 2, pp. 257–260. Available at: <https://doi.org/10.3402/polar.v5i2.6881> (accessed 10 June 2019).
14. Dallmann W.K. *Geoscience Atlas of Svalbard*. Report 148. Tromsø, Norsk polarinstitutt, 2015. 292 p.
15. Mangerud J., Svendsen J.I. The Holocene thermal maximum around Svalbard, Arctic North Atlantic; molluscs show early and exceptional warmth. *The Holocene*, 2018, vol. 28, pp. 65–83. Available at: <https://doi.org/10.1177/0959683617715701> (accessed 10 June 2019).
16. Sharin V.V., Alekseev V.V., Dymov V.A., Pogodina I.A., Bolsiyanov D.Yu., Gusev E.A. Novyye dannyye po stratigrafii chetvertichnykh otlozheniy i paleogeografii Veyde-forda (arkhipelag Shpitsbergen) [New data on stratigraphy of Quaternary deposits and paleogeography of the Veide Fjord (Svalbard archipelago)]. *Kompleksnyye issledovaniya prirody Shpitsbergena. Apatityi* [Comprehensive studies of the nature of Svalbard. Apatityi] 2006. pp. 157–172. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=23547765> (accessed 10 June 2019).
17. Sharin V.V., Arslanov Kh.A. New radiocarbon dating of the marine terraces of the northeastern land (Spitsbergen archipelago). *SPbSU Bulletin*, 2011, vol. 2, pp. 129–134. In Rus. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=16349839> (accessed 10 June 2019).
18. Salvigsen O., Osterholm H. Radiocarbon dated raised beaches and glacial history of the northern coast of Spitsbergen, Svalbard. *Polar Res.*, 1982, vol. 1, pp. 97–115. Available at: <https://doi.org/10.3402/polar.v1982i1.7000> (accessed 10 June 2019).
19. Salvigsen O., Forman Steven L., Miller Gifford H. Thermophilous molluscs on Svalbard during the Holocene and their paleoclimatic implications. *Polar Research*, 1992, vol. 11, no. 1, pp. 1–10. Available at: <https://doi.org/10.3402/polar.v11i1.6712> (accessed 10 June 2019).
20. Alexanderson H., Landvik Jon Y. Sediments of MIS 5e age suggested by new OSL dates from the Skilvika section, west Svalbard. *Polar Research*, 2018, vol. 37, no. 1, pp. 1–6. Available at: <https://doi.org/10.1080/17518369.2018.1503907> (accessed 10 June 2019).
21. Carbonara K., Mezgec K., Varagona G., Musco M.E., Lucchi R.G., Villa G., Morigi C., Melis R., Caffau M. Palaeoclimatic changes in Kveithola, Svalbard, during the Late Pleistocene deglaciation and Holocene: evidences from microfossil and sedimentology records. *Paleo3*, 2016, vol. 463, no. 1, pp. 136–149. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2016.10.003> (accessed 10 June 2019).
22. Kriauciunas V.V., Iglovsky S.A., Kuznetsova I.A. Trace Metals in Soil Catenas of the Arctic Islands (The Svalbard and Novaya Zemlya Archipelagos). *Biogeochemistry of trace elements*. Eds. O.S. Pokrovsky, J. Viers. New-York, Nova Science Publishers Inc., 2018. pp. 309–359. Available at: <https://novapublishers.com/shop/biogeochemistry-of-trace-elements/> (accessed 10 June 2019).
23. Forman S.L., Miller G.H. Time-dependent morphologies and pedogenic processes in raised beaches, Broggerhaalvoya, Spitsbergen, Svalbard archipelago. *Arctic and Alpine Res*, 1984, vol. 16, pp. 381–394. Available at: <https://www.jstor.org/stable/1550900> (accessed 10 June 2019).
24. Brandner M.M., Stübner E., Reed A.J., Gabrielsen T.M., Thatje S. Seasonality of bivalve larvae within a high Arctic fjord. *Polar Biology*, 2017, vol. 40, Iss. 2, pp. 263–276. Available at: <https://doi.org/10.1007/s00300-016-1950-x> (accessed 10 June 2019).
25. Andruleit H., Freiwald A., Schafer P. Bioclastic carbonate sediments on the southwestern Svalbard shelf. *Marine Geology*, 1996, vol. 134, pp. 163–182. Available at: [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(96\)00044-8](https://doi.org/10.1016/0025-3227(96)00044-8) (accessed 10 June 2019).
26. Maksimov F.E., Sharin V.V., Kuznetsov V.Yu., Okunev A.S., Grigoriev V.A., Petrov A.Yu. Uranium-thorium dating of high sea terraces of the Spitsbergen Archipelago. *Vestnik of Saint-Petersburg University. Series 7. Geography*, 2016, Iss. 2, pp. 54–64. Available at: https://dspace.spbu.ru/bitstream/11701/2594/1/Maksimov_Sharin_et_al.pdf (accessed 10 June 2019).
27. Mangerud J., Dokken T., Hebbeln D., Heggem B., Ingjolfsson O., Landvik J.Y., Mejdahl V., Svendsen J.I., Vorren T.O. Fluctuations of the Svalbard – Barents sea ice sheet during the last 150000 years. *Quaternary Science Reviews*, 1998, vol. 17, pp. 11–42. Available at: [https://doi.org/10.1016/S0277-3791\(97\)00069-3](https://doi.org/10.1016/S0277-3791(97)00069-3) (accessed 10 June 2019).
28. Meshcheryakov N.I. Osobennosti sedimentogeneza v yuzhnoy chasti zaliva Gren-ford (zapadnyy Shpitsbergen) [Features of sedimentogenesis in the southern part of the Grenfjord Bay (western Spitsbergen)]. *Kompleksnyye issledovaniya prirody Shpitsbergena i prilgayushchego shelfa. MMBI KNTs RAN* [Comprehensive studies of the nature of Svalbard and the adjacent shelf. MMBI KSC RAS]. Murmansk, MMBI KSC RAS Publ., 2016. pp. 260–266. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=27221125> (accessed 10 June 2019).
29. Lovell H.L., Benn D., Lukas S., Spagnolo M., Cook Simon J., Swift Darrel A., Clark Chris D., Yde Jacob C., Watts T. Geomorphological investigation of multiphase glaciectonic composite ridge systems in Svalbard. *Geomorphology*, 2018, vol. 300, pp. 176–188. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.geomorph.2017.10.024> (accessed 10 June 2019).

30. Abakumov E.V., Polyakov V.I., Iavid E.I., Kondakova V.N. Diversity and main properties of soils of the Gronfjord area (Svalbard archipelago). *Czech Polar Reports*, 2018, vol. 8, no. 1, pp. 43. Available at: <https://doi.org/DOI: 10.5817/CPR2018-1-4> (accessed 10 June 2019).
31. Iglovsky S.A. Anthropogenic transformation of the permafrost conditions of the European north of Russia and its consequences. *Arktika i Sever*, 2013, vol. 10, pp. 107–124. In Rus. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=18789805> (accessed 10 June 2019).
32. Danukalova G.A. *Paleontologiya v tablitsakh. Metodicheskoe rukovodstvo* [Paleontology in tables. Methodical manual]. Tver, GERS Publ., 2009. 196 p.
33. Yanin B.T. *Osnovy tafonomii* [Basics of taphonomy]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 184 p.
34. Naumov A.D. *Dvustvorchatye mollyuski Belogo morya. Opyit ekologo-faunisticheskogo analiza* [Bivalve mollusks of the White Sea. Experience in ecologo-faunistic analysis]. St-Petersburg, ZIN RAS Publ., 2006. 367 p.
35. Filatova S.A. Klass dvustvorchatykh mollyuskov severnykh morey SSSR (Bivalvia, Lamellibranchiata) [Class of bivalve mollusks of the northern seas of the USSR (Bivalvia, Lamellibranchiata)]. *Opredelitel fauny i flory severnykh morey SSSR* [Determinant of the fauna and flora of the northern seas of the USSR]. Moscow, Sovetskaya Nauka Publ., 1948. pp. 405–446.
36. Naumov A.D., Scarlato O.A., Fedyakov V.V. Klass Bivalvia. Mollyuski Belogo moray [Bivalvia class. Mollusks of the White Sea]. *Opredelitel po faune SSSR* [The determinant of the fauna of the USSR]. Leningrad, Nauka Publ., 1987. Iss. 151, pp. 205–257.
37. Scarlato O.A., Starobogatov Ya.I., Antonov N.I. Morfologiya rakoviny i makroanatomiya [Shell morphology and macroanatomy]. *Metody izucheniya dvustvorchatykh mollyuskov* [Methods for studying bivalve mollusks]. Leningrad, ZIN USSR AS Publ., 1990. pp. 4–31.
38. NSAM 499-AES/MS *Opredelenie elementnogo sostava gornykh porod, pochv, gruntov i donnykh otlozheniy atomno-emissionnym s induktivno svyazannoy plazmoy i mass-spektralnyim s induktivno svyazannoy plazmoy metodami* [HCAM 499-AЭC/MC Determination of the elemental composition of rocks, soils, and bottom sediments by atomic emission methods with inductively coupled plasma and mass-spectral with inductively coupled plasma methods]. Moscow, VIMS Pub., 2015. 69 p.
39. M-02-0203-09. *Metodika vypolneniya izmereniy massovoy doli natriya, kremniya, kaltsiya, titana, vanadiya, khroma, bariya, margantsa, zheleza, nikelya, medi, tsinka, strontsiya, svintsya, tsirkoniya, molibdena, dlyuminiya, magniya v poroshkovykh probakh pochv i donnykh otlozheniy rentgenospektralnyim metodom s primeneniem energodispersionnykh rentgenofluorescentnykh spektrometrov tipa EDX firmy Shimadzu* [M-02-0203-09. Methods for measuring the mass fraction of sodium, silicon, calcium, titanium, vanadium, chromium, barium, manganese, iron, nickel, copper, zinc, strontium, lead, zirconium, molybdenum, aluminum, magnesium in powder samples of soil and bottom sediments by the X-ray method with using energy dispersive X-ray fluorescence spectrometers of EDX type from Shimadzu]. St-Petersburg, Analit, 2009. 18 p.
40. Puzachenko Yu.G. *Matematicheskie metody v ekologicheskikh i geograficheskikh issledovaniyakh* [Mathematical methods in environmental and geographical research]. Moscow, Akademiya Publ., 2004. 416 p. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=19489189> (accessed 10 June 2019).
41. Fedyakov V.V. *Zakonomernosti raspredeleniya mollyuskov Belogo morya* [Patterns in distribution of mollusks of the White Sea]. Leningrad, ZIN Publ., 1986. 127 p. Available at: <http://www.geokniga.org/books/9412> (accessed 10 June 2019).
42. Sharin V.V., Okunev A.S., Lazareva E.I. *Geomorfologicheskaya karta tsentralnoy chasti ostrova Zapadny Shpitsbergen (Zemlya Nordenshelda, arhipelag Shpitsbergen). Masshtab 1:50000* [Geomorphological map of the central part of the island of Western Spitsbergen (Nordenskiöld Land, Spitsbergen Archipelago). Scale 1:50000]. St-Petersburg, Renova Publ., 2012. Available at: http://www.pmge.ru/getfile.php?file_id=76 (accessed 10 June 2019).
43. Sharin V.V., Kokin O.V., Gusev E.A., Okunev A.S., Arslanov Kh.A., Maksimov F.E. Novye geokhronologicheskie dannye chetvertichnykh otlozheniy severo-zapadnoy chasti zemli Nordenshelda (arkhipelag Shpitsbergen) [New geochronological data of the Quaternary sediments of the northwestern part of the land of Nordenskiöld (Spitsbergen archipelago)]. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Seriya 7. Geologiya. Geografiya*, 2014, vol. 1, pp. 159–168. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21396879> (accessed 10 June 2019).
44. Yakovishina E.V., Odintsova A.A., Benyamovskiy V.N. Novye dannye kompleksnykh issledovaniy maastrichtskikh otlozheniy razreza reki Darya (rayon Mineralnykh Vod) [New data of complex studies of the Maastricht deposits of the Daria River section (Mineralnye Vody region)]. *VII Vserossiyskoe litologicheskoe soveshanie. Osadochnye basseyny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoy istorii* [VII All-Russian Lithological Meeting. Sedimentary basins, sedimentation and post-sedimentation processes in geological history]. Novosibirsk, 2013. Vol. 3, pp. 322–326.
45. Johnsen S.J., Dahl-Jensen D., Gundestrup N., Steffensen J.P., Clausen H.B., Miller H., Masson-Delmotte V., Sveinbjörnsdóttir A.E., White J. Oxygen isotope and palaeotemperature records from six Greenland ice-core stations: Camp Century, Dye-3, GRIP, GISP2, Renland and NorthGRIP. *J. Quaternary Sci.*, 2001, vol. 16, pp. 299–307. Available at: <https://doi.org/10.1002/jqs.622> (accessed 10 June 2019).
46. Yuan L.X., Sun L.G., Wei G.J., Long N.Y., Xie Z.Q., Wang Y.H. 9,400 yr B.P. The mortality of mollusk shell (*Mya truncata*) at high Arctic is associated with a sudden cooling event. *Environmental Earth Sciences*, 2011, vol. 63, Iss. 6, pp. 1385–1393. DOI: 10.1007/s12665-010-0808-8
47. Podkovyrov V.N., Grazhdankin D.V., Maslov A.V. Litogeochemistry of fine-grained detrital Vendian rocks of the southern part of the Vychegda trough. *Lithology and minerals*, 2011, vol. 5, pp. 484–504. In Rus. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=16862684> (accessed 10 June 2019).
48. Gusev A.I. K stratigrafii chetvertichnykh otlozheniy zapadnoy chasti Primorskoy ravniny [Towards the stratigraphy of the Quaternary deposits of the western part of the Maritime Plain]. *Trudy NIIGA*, 1958, vol. 80, no. 5, pp. 79–86. Available at: <http://www.evgenyusev.narod.ru/lapte/gusev-1958.html> (accessed 10 June 2019).
49. Sklyarov E.V. *Interpretatsiya geokhimicheskikh dannykh* [Interpretation of geochemical data]. Moscow, Internet Inzhiniring Publ., 2001. 288 p.
50. Ernst V. *Geokhimicheskii analiz fatsiy* [Geochemical analysis of facies]. Leningrad, Nedra Publ., 1976. 127 p. Available at: http://lithology.ru/system/files/books/vemer_facies.pdf (accessed 10 June 2019).
51. Vodyanitskii Y.N. Chemical aspects of uranium behavior in soils: a review. *Eurasian Soil Science*, 2011, vol. 44, no. 8, pp. 862–873. In Rus. DOI: 10.1134/S1064229311080163
52. Rikhvanov L.P., Arbuzov S.I., Baranovskaya N.V., Volostnov A.V., Arkhangelskaya T.A., Mezhibor A.I., Berchuk V.V., Zhorniyak L.V., Zamyatina Yu.L., Ivanov A.Yu., Talovskaya A.V., Shatilova S.S., Yazikov E.G. Radioactive elements in the environment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2007, vol. 311, no. 1, pp. 126–129. In Rus. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=13105810> (accessed 10 June 2019).
53. Lukashev B.K. *Geokhimiya chetvertichnogo litogeneza* [Quaternary lithogenesis geochemistry]. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 1970. 295 p. Available at: <http://www.geokniga.org/books/20226> (accessed 10 June 2019).

Received: 18 June 2019.

Information about the authors

Vidas V. Kriauciunas, Cand. Sc., leading researcher, Federal Center for Integrated Arctic Research RAS.

Stanislav A. Iglovsky, Cand. Sc., leading researcher, Federal Center for Integrated Arctic Research RAS.

Artem A. Lyubas, Cand. Sc., senior researcher, Federal Center for Integrated Arctic Research RAS.

Irina A. Kuznetsova, Cand. Sc., senior researcher, Federal Center for Integrated Arctic Research RAS.

Ekaterina I. Kotova, Cand. Sc., senior researcher, Federal Center for Integrated Arctic Research RAS.

Evgeniya V. Shakhova, Cand. Sc., senior researcher, Federal Center for Integrated Arctic Research RAS.

Kirill A. Mironenko, intern-researcher, Federal Center for Integrated Arctic Research RAS.

УДК 550.4:552.578.3(571.5)

НАСЫЩЕННЫЕ И АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ-БИОМАРКЕРЫ В НЕФТЯХ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Тимошина Ирина Дмитриевна,
TimoshinalD@ipgg.sbras.ru

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью расширения ресурсной базы в месторождениях Байkitской антеклизы. Нахождение двух типов нефтей может быть связано с дополнительным источником, что повышает перспективы района. Однако вариации в составе нефтей могут быть также связаны с высоким катагенезом и миграционными эффектами, поэтому необходима оценка влияния этих факторов на состав нефтей.

Цель: определить влияние генетического, катагенетического и миграционного факторов на углеводороды-биомаркеры нефтей Байkitской антеклизы, выделить районы преимущественного влияния каждого из них.

Объекты: нефти Байkitской антеклизы.

Методы: сопоставление характеристик углеводородов-биомаркеров, полученных с помощью хромато-масс-спектрометрии, в насыщенной и ароматической фракциях нефтей, оценка влияния на их состав вклада из разных нефтематеринских формаций, катагенеза и миграции, группировка нефтей по преобладанию влияния этих факторов.

Результаты. Дана характеристика углеводородов-биомаркеров насыщенной и ароматической фракций нефтей рифейских и вендских коллекторов Байkitской антеклизы. На основании этих характеристик, отличающихся от полученных ранее характеристик наиболее распространенных и типичных древних нефтей Сибирской платформы, сделано заключение о влиянии вклада из верхнерифейской ирэмкенской толщ в двух нефтях на востоке Куёмбинского месторождения, а также влияние вклада из вероятно вендских нефтематеринских формаций в нефтях из вендских коллекторов. Главными факторами формирования состава большинства нефтей Куёмбинского месторождения был высокий катагенез, усиленный за счет миграционных эффектов в сторону обогащения низкомолекулярными соединениями. Вероятно, несколько нефтей являются смесью двух компонентов, имеющих разный катагенез, причём более преобразованный обогащён насыщенными, в том числе циклическими, соединениями, а менее преобразованный – ароматическими.

Ключевые слова:

Байkitская антеклиза, рифей, венд, углеводороды-биомаркеры, источники нефтей, катагенез, миграция.

Введение

Изучение углеводородов-биомаркеров в древних нефтях Сибирской платформы ведутся в ИНГТ СО РАН под руководством А.Э. Конторовича с 90-х гг. XX в. В докембрии Байkitской антеклизы наряду с типичными для докембрия и нижнего кембрия Сибирской платформы нефтями с высокими концентрациями 12- и 13-монометилалканов, резким преобладанием этилхолестанов в стеранах, высокими концентрациями трицикланов, в которых доминирует углеводород (УВ) C_{23} [1–6 и др.] встречаются нефти и с иным составом стеранов (C_{27} , C_{28} и C_{29} находятся в примерно равных концентрациях) и трицикланов (повышенный трициклановый индекс $2C_{19-20}/C_{23-26}>1$) [7, 8 и др.]. Согласно исследованиям А.Э. Конторовича и др. [2–4 и др.], основным источником нефтей рифея – нижнего кембрия Сибирской платформы были рифейские очаги нефтидообразования, однако отмеченное отличие состава нефтей Байkitской антеклизы позволило сделать предположение, что они старше остальных нефтей юга Сибирской платформы [5], и в работе [6] также сделан вывод, что нефти юго-запада Сибирской платформы старше, поскольку для них более существен вклад рифейского источника, в то время как в целом основным источником нефтей Сибирской платформы авторы считают венд. В исследовании углеводородов-биомаркеров нефтей центральной части Восточной Сибири [9] отмечено, что байkitские нефти из рифейских коллекторов имеют более высокий

катагенез, чем нефти Непско-ботубинской антеклизы и Катангской седловины. В недавней работе [10] изучены УВ-биомаркеры битумоидов рифея, венда и кембрия с целью установить возможность латеральной миграции и сделан вывод о сходстве битумоидов с нефтями Куёмбинского месторождения, однако образцов использовано мало (всего 4), кроме того в битумоидах, в том числе в рифейском, есть признаки аллохтонных примесей. В качестве причины появления 2-й группы нефтей, обогащённой низкомолекулярными соединениями, может рассматриваться не только другой источник нефтей, но и высокий катагенез и миграция. Наложённые катагенезом и миграцией искажения состава УВ-биомаркеров необходимо учитывать при интерпретации данных по УВ-биомаркерам, поэтому в настоящей работе сделана попытка разобраться в соотношении влияния источника, катагенеза и миграции на состав УВ-биомаркеров в нефтях Байkitской антеклизы. Для нефтидов Сибирской платформы эти эффекты рассматривались в работах [7, 8, 11–13 и др.], причём в недавнем исследовании [13] обсуждались вариации только в низкомолекулярных соединениях конденсатов. Фракционирование при миграции в толще сланцев обсуждалось в работе [14], и отмечалось увеличение отношения $20S/(20S+20R)$ в стеранах C_{29} – речь шла о первичной миграции, но возможны похожие эффекты и при миграции в слабопроницаемых участках коллекторов. В предлагаемой статье использована переданная Ю.А. Филипповым на анализ в лабораторию органической геохимии ИНГТ СО РАН коллек-

ция, изученная ранее [8], из которой для данного исследования были исключены конденсаты и добавлены нефти расположенной северо-восточнее скв. Сейсморазведочная-1 и расположенной северо-западнее скв. Вайвидинская-1. Стратиграфия толщ рифея соответствует принятой в работах [15–17]. Изученные нефти очень лёгкие, лёгкие и средней плотности, в основном малосмолистые, асфальтены обнаружены только в шушукской нефти, их очень мало – 0,1 % (табл. 1). Нефти исследованы методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хроматомасс-спектрометрии (ХМС) [18, 19]. Наряду с исследованиями насыщенной фракции (ГЖХ: нормальные алканы, ациклические изопреноиды; ХМС: стераны – m/z 217, 218 и гопаны, трицикланы – m/z 291, 277) добавлены результаты по ароматической фракции нефтей (ХМС: фенантрен и метилфенантрены – m/z 178, 192, дибензотиофен и метилдибензотиофены – m/z 184, 198, моноароматические стероиды (МАС) и триароматические стероиды (ТАС) – m/z 253, 231).

Насыщенные углеводороды-биомаркеры

По распределению циклических УВ-биомаркеров к 1-й группе относятся нефти из вендских коллекторов скважин Шушукская-1 и Вайвидинская-1 и нефти рифея из скв. Сейсморазведочная-1 и трех скважин Терско-Камовского блока Юрубчено-Тохомского месторождения, ко 2-й – нефти, локализованные в пределах Куюмбинского месторождения (табл. 2, рис. 1). В отличие от 1-й группы нефтей с типичным составом докембрийских нефтей Сибирской платформы [1–4 и др.], нефти 2-ой группы обогащены низкомолекулярными соединениями: трициклановый индекс >1 , менее контрастное распределение стеранов ($C_{29}/C_{27} = 1,2–2,6$), обогащенных перегруппированными соединениями ($D/Regul \geq 0,3$), высокое отношение стеранов $C_{28}(\alpha\alpha+\beta\beta)/C_{29}(\alpha\alpha+\beta\beta) = 0,3–0,7$, соответствующее возрасту источника от ордовика до юры [20]. Конечно, эти нефти не могут иметь такой молодой возраст, очевидно, параметр подвержен изменениям за счет миграции или других факторов. Стерановый коэффициент зрелости $C_{29}\beta\beta/(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ в 2 пробах нефтей 2-й группы низкий и соответствует незрелому органическому веществу (ОВ), однако стерановые коэффициенты зрелости при очень высоком катагенезе подвержены инверсии [21, 22 и др.] и не информативны. Пробы, в которых отсутствуют стераны и терпаны, пространственно могут быть отнесены во 2-ю группу.

Ациклические УВ не разделяются так отчетливо на эти две группы (табл. 2). Распределение нормальных алканов во всех нефтях единообразно – максимум на nC_{15} и nC_{16} , низкое отношение $nC_{27}/nC_{17} (\leq 0,2)$, коэффициент нечетности CPI около 1. Концентрации 12- и 13-монометилалканов в нефтях 2-й группы ниже (в среднем 4,5 %), в нефтях 1-й группы выше (в среднем 7,2 %), однако наиболее богаты нефти из коллекторов венда (8,0 и 10,8 %), если их исключить, разница будет невелика, хотя и сохранится. Нефти из вендских коллекторов отличаются и по содержанию ациклических изопреноидов – выше отношения Pr/nC_{17} и

Ph/nC_{18} , ниже отношения Pr/Ph (табл. 2). В целом в ациклических изопреноидах (как и в n -алканах) максимумы несколько смещены в область низкомолекулярных соединений (рис. 1) – в первой группе нефтей максимум в основном приходится на iC_{18} , во второй – iC_{16} . Лишь в пробах из вендских коллекторов В-1 и С-1 (1-я группа) максимумы приходится на пристан и фитан, а во 2-й группе максимум приходится на пристан только в пробе из ирэмэкенской толщи.

Таблица 1. Физико-химические свойства и групповой состав нефтей докембрия Байкитской антеклизы [8, с дополнениями]

Table 1. Physical-chemical properties and group composition of the oils of Precambrian in the Baykit antecline [8, with additions]

Пробы нефтей Oil samples	Плотность, kg/m^3 Density, kg/m^3	Содержание, % на нефть/Content, % in oil			
		насыщенные углеводороды saturated hydrocarbons	ароматические углеводороды aromatic hydrocarbons	смоли resins	асфальтены asphaltenes
1	858	68,1	23,2	8,6	0,1
2	815	76,0	20,1	3,9	0,0
3	851	72,9	21,9	5,2	0,0
4	840	64,1	25,8	10,1	0,0
5	824	68,2	23,7	8,1	0,0
6	773	67,9	23,7	8,5	0,0
7	826	61,4	24,8	13,8	0,0
8	788	71,3	21,7	6,9	0,0
9	784	63,6	25,5	10,9	0,0
10	745	69,6	21,6	8,7	0,0
11	795	70,6	21,7	7,7	0,0
12	850	69,1	25,5	5,5	0,0
13	845	67,0	24,0	9,0	0,0
14	832	71,1	20,7	8,3	0,0

Пробы нефтей: 1 – скв. Шушукская-1, гл. 2771–2780 м, V, оскобинская свита; 2 – скв. Вайвидинская-1, гл. 2041–2064 м, V, собинская свита; 3 – скв. Сейсморазведочная-1, гл. 3284–3289 м, R; 4 – скв. Терско-Камовская-507, гл. 2425–2433 м, R, куюмбинская толща; 5 – скв. Терско-Камовская-502, гл. 2510–2527 м, R, копчерская толща; 6 – скв. Терско-Камовская-505, гл. 2429–2438 м, R, куюмбинская толща; 7 – скв. Куюмбинская-229, гл. 2614–2623 м, R, ирэмэкенская толща; 8 – скв. Куюмбинская-214, гл. 2496–2505 м, R, куюмбинская толща; 9 – скв. Куюмбинская-227, гл. 2525–2536 м, R, куюмбинская толща; 10 – скв. Куюмбинская-2, гл. 2390–2400 м, R, куюмбинская толща; 11 – скв. Куюмбинская-217, гл. 2297–2324 м, R, куюмбинская толща; 12 – скв. Куюмбинская-211, гл. 2525–2542 м, R, вингольдская толща; 13 – скв. Куюмбинская-212, гл. 2678–2687 м, R, юктенская толща; 14 – скв. Куюмбинская-208, гл. 2414–2423 м, R, далгоктинская толща.

Samples of oils: 1 – well Shushukskaya-1, depth 2771–2780 m, V, Oskoba formation; 2 – well Vayvidinskaya-1, depth 2041–2064 m, V, Soba formation; 3 – well Seismorazvedochnaya-1, depth 3284–3289 m, R; 4 – well Tersko-Kamovskaya-507, depth 2425–2433 m, R, Kuyumba stratum; 5 – well Tersko-Kamovskaya-502, depth 2510–2527 m, R, Kopchera stratum; 6 – well Tersko-Kamovskaya-505, depth 2429–2438 m, R, Kuyumba stratum; 7 – well Kuyumbinskaya-229, depth 2614–2623 m, R, Iremeken stratum; 8 – well Kuyumbinskaya-214, depth 2496–2505 m, R, Kuyumba stratum; 9 – well Kuyumbinskaya-227, depth 2525–2536 m, R, Kuyumba stratum; 10 – well Kuyumbinskaya-2, depth 2390–2400 m, R, Kuyumba stratum; 11 – well Kuyumbinskaya-217, depth 2297–2324 m, R, Kuyumba stratum; 12 – well Kuyumbinskaya-211, depth 2525–2542 m, R, Vingold stratum; 13 – well Kuyumbinskaya-212, depth 2678–2687 m, R, Yukten stratum; 14 – well Kuyumbinskaya-208, depth 2414–2423 m, R, Dalgokta stratum.

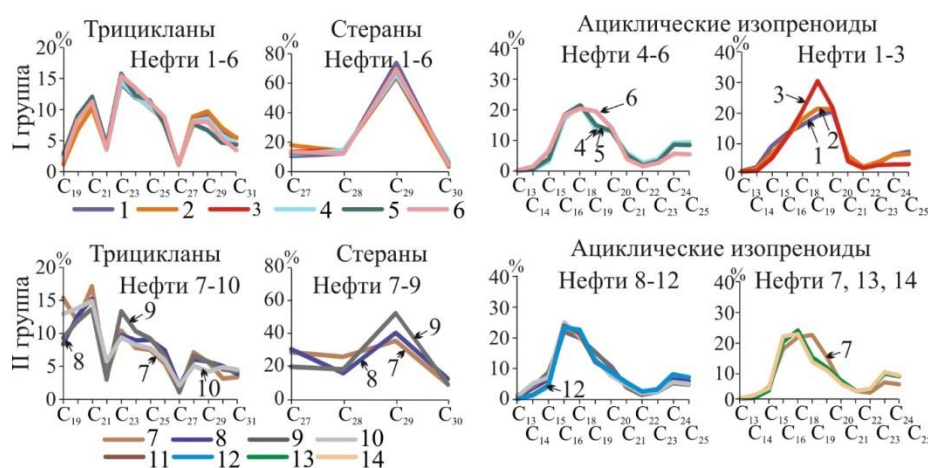


Рис. 1. Распределение трицикланов, стеранов и ациклических изопреноидов в двух группах нефтей Байкитской антеклизы (номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Fig. 1. Distribution of tricyclic terpanes, steranes and acyclic isoprenoids in two groups of Baykit anteclise oils (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

Таблица 2. Характеристика насыщенных углеводородов-биомаркеров в нефтях докембрия Байкитской антеклизы [8, с дополнениями] (номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Table 2. Characteristics of saturated biomarker hydrocarbons in the oils of Precambrian in the Baykit anteclise [8, with additions] (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

Группа/Group	Пробы нефтей/Oil samples	Ациклические углеводороды Acyclic hydrocarbons			Циклические углеводороды Cyclic hydrocarbons					
		12-, 13-моно-метилалканы, % 12-, 13-mono-methylalkanes, %	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	Pr/Ph	C ₂₉ /C ₂₇ в стеранах C ₂₉ /C ₂₇ in steranes	Диа/рег в стеранах Dia/reg in steranes	C ₂₈ (αα+ββ)/C ₂₉ (αα+ββ) в стеранах C ₂₈ (αα+ββ)/C ₂₉ (αα+ββ) in steranes	C ₂₉ ββ/(20S+20R)/αα20R в стеранах C ₂₉ ββ/(20S+20R)/αα20R in steranes	2C _{19,20} /C _{23,26} в трицикланах 2C _{19,20} /C _{23,26} in tricyclanes
1	1	10,8	0,6	0,9	0,9	7,1	0,2	0,2	3,9	0,4
	2	8,0	0,5	0,6	1,0	4,2	0,2	0,2	6,9	0,4
	3	6,6	0,7	0,6	1,4	4,8	0,2	0,2	6,1	0,5
	4	6,6	0,1	0,2	1,1	5,5	0,2	0,2	6,5	0,5
	5	6,1	0,1	0,2	1,2	5,4	0,2	0,2	6,4	0,5
	6	5,0	0,3	0,2	1,4	5,2	0,2	0,2	7,8	0,4
2	7	4,5	0,2	0,2	1,5	1,2	0,5	0,7	4,8	1,8
	8	4,6	0,2	0,1	1,4	1,3	0,3	0,4	1,3	1,1
	9	3,6	0,2	0,2	1,5	2,6	0,3	0,3	4,5	1,1
	10	3,3	0,1	0,1	1,7	—	—	0,5	2,1	1,6
	11	4,7	0,1	0,1	1,3	—	—	—	—	—
	12	4,5	0,1	0,1	1,4	—	—	—	—	—
	13	5,5	0,1	0,1	1,3	—	—	—	—	—
	14	5,4	0,1	0,1	1,3	—	—	—	—	—

Некоторые соотношения насыщенных ациклических и циклических УВ-биомаркеров демонстрируют взаимосвязь (рис. 2), однако коэффициенты детерминации R^2 невысокие, и если убрать вендские пробы, то тенденции уменьшатся, а взаимосвязь между концентрациями 12- и 13-монометилалканов и отношением nC_{27}/nC_{17} пропадёт. Внутри насыщенных цикланов

тренды связей не зависят от возраста коллектора, а чётко разделяются по группам нефтей. Интересно, что между отношением Ts/Tm и глубиной взятия пробы обнаружена чёткая обратно пропорциональная зависимость (рис. 2), в которую не попадает только проба из скв. Сейсморазведочная-1. Корреляция сохраняется, если исключить и другие две периферийные пробы, вендские, из скв. Шушукская-1 и Вайвидинская-1. Катагенетическая картина была бы противоположной, вероятно, эта тенденция отражает миграцию.

Возможными причинами различия в составе насыщенных УВ-биомаркеров нефтей являются разные источники. Для 1-й группы нефтей это был источник с обилием сине-зелёных водорослей, приведших к высоким концентрациям стеранов C_{29} [5, 23–25 и др.]. Диагенез материнского ОВ, судя по низким концентрациям диастеранов, происходил в карбонатном осадке. По мнению Т.К. Баженовой и др. [6], это главным образом венд. Источником нефтей 2-й группы могла быть биота другого типа, сходная по распределению стеранов с фанерозойской морской, возможен вклад из ОВ ирэмэкенской толщи [2, 4, 26], отличающейся высокими концентрациями гопанов по сравнению с трицикланами, обогащёнными низкомолекулярными соединениями, низкими концентрациями 12-, 13-монометилалканов и циклических насыщенных УВ или отсутствием последних. Диагенез материнского ОВ происходил в глинистом осадке. Отличие в составе УВ-биомаркеров в нефтях Байкитской антеклизы привело к предположению, что их возраст старше, чем возраст нефтей Непско-Ботубинской антеклизы [5]. Малые количества стеранов вплоть до отсутствия их в нефтях Куомбинского месторождения могут свидетельствовать об их более древнем возрасте. Недавние исследования появления первых эукариотов, а значит и стеранов в неопротерозе Австралии, Швеции, Омана и США [27, 28], показали, что стеран C_{27} появился около 800 млн лет назад и в докриогенное время отмечаются примерно три уровня находок стеранов C_{28} , характерных для губок, а все остальные стераны появились

в узкий промежуток между стуринским и мариноанским оледенениями (659–645 млн лет), на рубеже рифея и венда, что связывается с появлением и резким возрастанием обилия и разнообразия водорослевой биоты. Однако по данным исследований ИНГ СО РАН, в породах рифея Байkitской антеклизы на всех уровнях присутствуют стераны, хотя часто в очень малых количествах, но там, где они поддаются идентификации, количества стеранов C_{27} и C_{29} примерно равны [4 и др.], трицикланы при этом не обогащены низкомолекулярными соединениями, как в изученных куюмбинских нефтях. Решение вопроса об источнике нефтей Байkitской антеклизы серьёзно затрудняет высокий катагенез широко распространённых рифейских отложений, рассматриваемых в качестве основных нефтематеринских [2–4 и др.], благодаря которому битумоидов экстрагируется очень мало и который мог уже после процессов нафтидообразования перераспределить углеводороды битумоидов пород в пользу низкомолекулярных.

В процессе высокого катагенеза нефтей 2-й группы или их материнского ОВ могло происходить разрушение высокомолекулярных соединений, результатом чего являлось повышение концентраций низкомолекулярных трицикланов и стеранов, а также диастеранов, т. к. они термостойчивы, могло повыситься отношение регулярных стеранов $C_{28}(\alpha\alpha+\beta\beta)/C_{29}(\alpha\alpha+\beta\beta)$. Стерановые коэффициенты зрелости могли снизиться благодаря инверсии при высоком катагенезе. Недавние исследования показали, что при апокатагенезе биомаркерные показатели зрелости снижаются за счёт высвобождения окклюдированных асфальтенами низкопреобразованных углеводородов [29], и отсутствие асфальтенов в

изученных нефтях предполагает, что этот процесс мог внести свой вклад. В некоторых случаях высокая термическая преобразованность может снизить концентрации стеранов и гопанов вплоть до их уничтожения [30 и др.]. Более низкомолекулярные ациклические изопреноиды могли превысить по концентрации пристан и фитан. Могли быть снижены концентрации 12- и 13-монометилалканов. С другой стороны, многие параметры могут быть занижены за счёт сдерживающего разложение биомаркеров высокого давления в глубоко расположенных горизонтах [31], однако оценить этот эффект для изученных проб пока не представляется возможным.

Могло происходить перераспределение концентраций УВ-биомаркеров в процессе миграции в слабопроницаемой карбонатной толще [12]. Изменения при миграции в целом такие же, как с ростом катагенеза – накопление более низкомолекулярных и, соответственно, более миграционноспособных соединений: повышение концентраций трицикланов и трицикланового индекса, концентрации низкомолекулярных стеранов, изостеранов, может повыситься отношение Ts/Tm в гопанах, Pr/Ph в ациклических изопреноидах и в целом концентрации низкомолекулярных ациклических изопреноидов, могут снизиться концентрации 12- и 13-монометилалканов [7, 8, 32–34 и др.]. Возможно, также могут повыситься отношения $C_{28}(\alpha\alpha+\beta\beta)/C_{29}(\alpha\alpha+\beta\beta)$ в стеранах (и стераны будут выглядеть моложе). Кроме этих свидетельств о перераспределении УВ в процессе миграции при анализе публикаций встречены исследования только для низкомолекулярных соединений [11, 13, 35, 36 и др.].

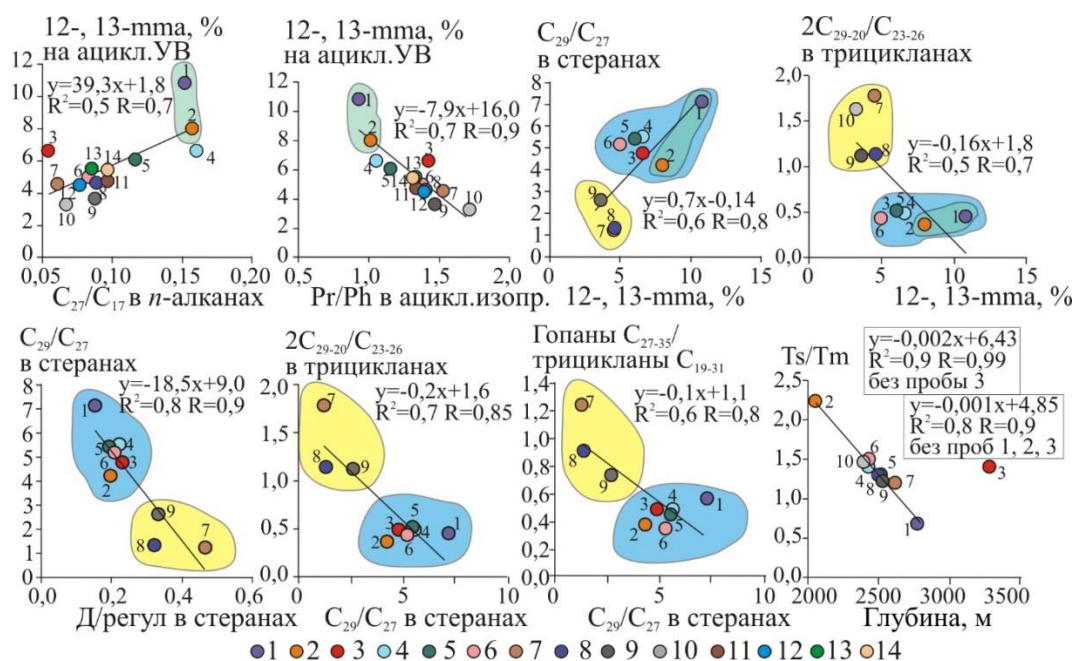


Рис. 2. Взаимосвязь некоторых характеристик насыщенных углеводородов-биомаркеров в нефтях Байkitской антеклизы; вендские пробы нефтей – зеленое поле, 1-я группа нефтей – синее поле, 2-я группа нефтей – желтое поле, 12-, 13-mma – 12- и 13-монометилалканы (номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Fig. 2. Interrelation of some characteristics of saturated biomarker hydrocarbons in the oils of the Baykit antecline; Vendian oil samples – green field, 1st group of oils – blue field, 2nd group of oils – yellow field, 12-, 13-mma – 12- and 13-monomethylalkanes (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

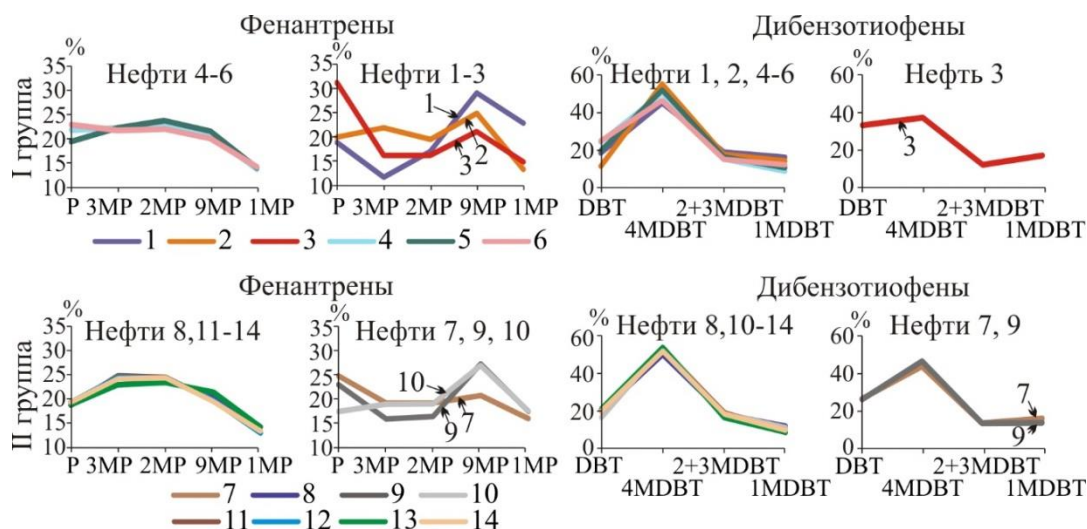


Рис. 3. Распределение фенантронов (P – фенантрен, 1P – 1-метилфенантрен, 2P – 2-метилфенантрен, 3P – 3-метилфенантрен, 9P – 9-метилфенантрен) и дибензотиофенов (DBT – дибензотиофен, 1MDBT – 1-метилдибензотиофен, 2+3MDBT – 2+3-метилдибензотиофены, 4MDBT – 4-метилдибензотиофен) в двух группах нефтей Байkitской антеклизы, отличающиеся по распределению стеранов и трицикланов (номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Fig. 3. Distribution of phenanthrenes (P – phenanthrene, 1P – 1-methylphenanthrene, 2P – 2-methylphenanthrene, 3P – 3-methylphenanthrene, 9P – 9-methylphenanthrene) and dibenzothiophenes (DBT – dibenzothiophene, 1MDBT – 1-methyldibenzothiophene, 2+3MDBT – 2+3-methyldibenzothiophenes, 4MDBT – 4-methyldibenzothiophene) in two groups of the oils of the Baykit anteclise, differing in the distribution of steranes and tricyclanes (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

Таблица 3. Характеристика ароматических и серосодержащих соединений в нефтях докембрия Байkitской антеклизы (номера проб нефтей соответствуют табл. 1).

Table 3. Characteristics of aromatic and sulfur-containing compounds in the oils of Precambrian in the Baykit anteclise (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

Группа/Group	Пробы нефтей /Oil samples	Фенантроны, % (Ф) Phenanthrenes, % (P)		Дибензотиофены, % (ДБТ) Dibenzothiophenes, % (DBT)		Моноароматические стероиды, % (МАС) Monoaromatic steroids, % (MAS)		Триароматические стероиды, % (ТАС) Triaromatic steroids, % (TAS)		ТАС/МАС TAS/MAS		ТАСИ=(ТАС C20-21)/(ТАС C20-21+C26-28) ТАСИ=(TAS C20-21)/(TAS C20-21+C26-28)		Ф/ДБТ P/DBT		ДБТИ=(2+3MDBT)/ДБТ DBTI=(2+3MDBT)/DBT		МДР=4MDBT/1MDBT	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	69,0	23,2	0,8	7,0	9,3	0,4	3,0	1,0	2,7									
	2	74,0	15,1	3,0	7,9	2,7	0,3	4,9	1,5	3,8									
	3	83,7	15,6	0,2	0,5	2,0	0,6	5,4	0,4	2,2									
	4	91,9	6,6	0,3	1,2	4,0	0,4	13,9	0,6	5,6									
	5	92,1	6,9	0,0	1,1	–	0,5	13,4	0,8	4,8									
	6	90,5	8,4	0,0	1,1	–	0,4	10,8	0,6	3,7									
2	7	88,0	10,5	0,5	0,9	1,7	0,4	8,4	0,5	2,8									
	8	91,7	7,7	0,3	0,2	0,9	1,0	11,8	0,9	4,2									
	9	91,5	8,5	0,0	0,0	–	–	10,8	0,5	3,4									
	10	93,2	6,8	0,0	0,0	–	–	13,7	1,1	4,9									
	11	93,6	6,4	0,0	0,0	–	–	14,7	1,0	6,2									
	12	93,7	6,1	0,0	0,2	–	1,0	15,4	0,8	5,4									
	13	93,8	6,0	0,0	0,2	–	1,0	15,7	0,8	6,3									
	14	93,2	6,8	0,0	0,0	–	–	13,7	0,9	5,4									

Ароматические и серосодержащие соединения

Корреляция с выделенными по насыщенным циклическим УВ группами в соединениях ароматической фракции не наблюдается (рис. 3, табл. 3).

Фенантроны главным образом имеют довольно гладкое распределение с близкими концентрациями фенантрена, 2-, 3-, 9-метилфенантронов в большинстве нефтей обеих групп (рис. 3, табл. 3). Шесть нефтей отличаются заметно доминирующими концентрациями либо 9-метилфенантронов, либо фенантрена. Причины вариаций пока неясны. Распределение дибензотиофенов в большинстве нефтей также одинаково (рис. 3, табл. 2), лишь в трех пробах наблюдается небольшое повышение концентраций 1-метилдибензотиофена, характерное для аквагенных нефтей.

Как и для ациклических изопреноидов и 12-, 13-монометилалканов, отмечены различия в распределении соединений ароматической фракции между нефтями из рифейских и вендских коллекторов (табл. 3). В пробах нефтей из вендских коллекторов: наиболее низкие концентрации фенантронов (69 и 74 %, в рифейских – 83,7–93,8 %), высокие концентрации дибензотиофенов (>15 %, в рифейских только в скв. Сейсморазведочная-1), соответственно, самые низкие отношения Ф/ДБТ (<5, в рифейских 5,4–15,7), наиболее высокие концентрации моноароматических стероидов (МАС) (0,8 и 3,0 %, в рифейских ≤0,5 % или отсутствуют) и особенно триароматических стероидов (ТАС) (≥7 %, в рифейских ≤1,2 % или отсутствуют). Возможно, это связано с вендским источником нефтей.

Отмечается отчётливая связь концентраций фенантронов и дибензотиофенов с отношением метилдибензотиофенов 4MDBT/1MDBT для проб из рифейских коллекторов, вендские же оказываются отдельно от рифейского тренда (табл. 3, рис. 4). Поскольку продукты керогена типа III, от которого зависит 4MDBT/1MDBT [37], в этих нефтях маловероятны, различие в концентрациях фенантронов должно быть определено катагенезом [38, 39 и др.] для рифейских проб, а для вендских имеет место влияние и других факторов, таких как, например, обогащение серосодержащими соединениями в диагенезе. Катагенетические параметры, основанные на соотношениях метилфенантронов и дибензотиофенов, удобно использовать, поскольку они работают при высокой преобразованности. Высчитанные по соотношению метилдибензотиофенов T_{max} и R_o дают катагенез от MK_1^1 до MK_2 [38, 39 и др.] и находятся в соответствии с фенантеновым индексом (ФИ) [40], который на этой выборке может быть уточнен: градации MK_1^1 соответствуют ФИ от 0,5 до 0,8–0,9, MK_1^2 – от 0,8–0,9 до 1,1 (1,0–1,25), нижняя граница MK_2 лежит в области 1,0–1,25 по ФИ. График соответствия 4MDBT/1MDBT и широко используемого отношения $MPI-1=1,5 \times (2MP+3MP)/(P+1MP+9MP)$ подобен графику соответствия 4MDBT/1MDBT и ФИ, но коэффициент детерминации R^2 ниже (0,66), видимо, MPI-1 зависит в основном от соотношений 2MP и P, что иллюстрировано в материалах недавней работы [30].

Соотношение характеристик насыщенной и ароматической фракций

Отношение 4MDBT/1MDBT не коррелируется со стерановыми коэффициентами зрелости, с Pr/Ph,

Ts/Tm, отношением гопаны/трицикланы – либо насыщенная и ароматическая фракция принадлежат преимущественно разным источникам, либо их соединения по-разному подвержены влиянию миграционных эффектов в толще карбонатных коллекторов. При сравнении катагенетических параметров $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$ [38, 39 и др.] и $\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ в стеранах C_{29} [25] (табл. 2, 3, рис. 5) обнаружено, что в пробах 1 (скв. Шушукская-1, венд), 7 (скв. Куюмбинская-229, рифей), 9 (скв. Куюмбинская-227, рифей) и в пробах 4 (скв. Терско-Камовская-507, рифей), 5 (скв. Терско-Камовская-502, рифей) насыщенная и ароматическая фракции имеют одинаковую зрелость; в пробах 2 (скв. Вайвидинская-1, венд), 3 (скв. Сейсморазведочная-1, рифей), 6 (скв. Терско-Камовская-505, рифей) зрелость насыщенной фракции значительно выше, чем ароматической; в пробах 8 (скв. Куюмбинская-214, рифей), 10 (скв. Куюмбинская-2, рифей) зрелость насыщенной фракции значительно ниже, чем ароматической. В нефтях 11 (скв. Куюмбинская-217, рифей), 12 (скв. Куюмбинская-211, рифей), 13 (скв. Куюмбинская-212, рифей), 14 (Куюмбинская-208, рифей) не обнаружены насыщенные циклические УВ, их высокие значения T_{max} помещены на рис. 5 в области нулевых значений для $C_{29}\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$.

Вероятно, состав нефтей в пробах 1, 4, 5, 7, 9, находящихся на рис. 5 на линии катагенетического тренда, не искажён ни высоким катагенезом, ни миграционными эффектами или искажён незначительно, и обогащённые низкомолекулярными соединениями трицикланы и стераны проб 7 (скв. Куюмбинская-229) и 9 (скв. Куюмбинская-227) отражают участие ОБ ирэмкенской толщи.

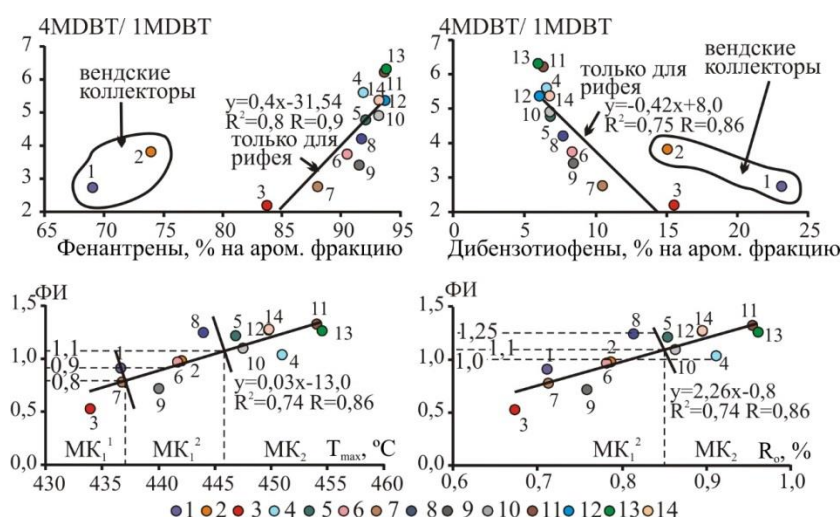


Рис. 4. Взаимосвязь некоторых характеристик ароматической фракции в нефтях Байkitской антеклизы ($FI=2MP/P$ – отношение 2-метилфенантрена к фенантрону, 4MDBT/1MDBT – отношение 4-метилдибензотиофена к 1-метилдибензотиофену; расчетные параметры на основе метилдибензотиофенов [38, 39 и др.]: $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$, $R_o=0,07 \times 4MDBT/1MDBT+0,52$; номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Fig. 4. Interrelation of some characteristics of the aromatic fraction in the oils of the Baykit antecline ($FI=2MP/P$ is the ratio of 2-methylphenanthrene to phenanthrene, 4MDBT/1MDBT is the ratio of 4-methyldibenzothiophene to 1-methyldibenzothiophene; calculated parameters based on methyldibenzothiophenes [38, 39 and others]: $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$, $R_o=0,07 \times 4MDBT/1MDBT+0,52$; the numbers of oil samples correspond to Table 1)

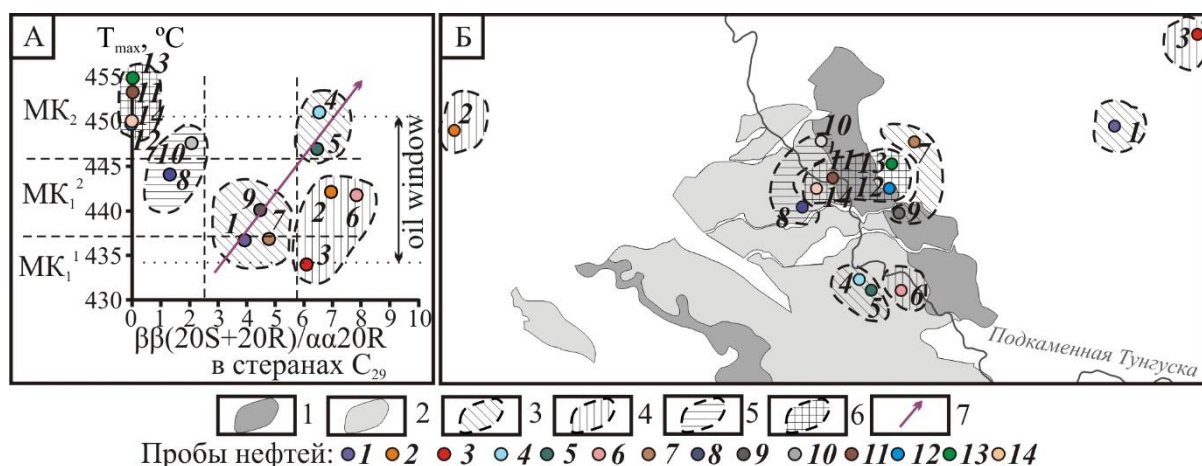


Рис. 5. Группировка проб нефтей по соотношению катагенетических параметров (А) насыщенной фракции (стерановый коэффициент зрелости $C_{29}\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha20R$ [25]) и ароматической фракции (рассчитанная на основе метил-дибензотиофенов $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$ [38, 39 и др.]) и расположение их на площади Байкитской антеклизы (Б): 1 – месторождения нефти, 2 – месторождения газа, 3 – одинаковая зрелость насыщенной и ароматической фракций, 4 – зрелость насыщенной фракции выше, чем ароматической, 5 – зрелость насыщенной фракции ниже, чем ароматической, 6 – отсутствие насыщенных циклических углеводородов и наиболее высокая зрелость ароматической фракции, 7 – направленность катагенетического тренда; номера проб нефтей соответствуют табл. 1

Fig. 5. Grouping of the oil samples according to the ratio of the catagenetic parameters (A) of the saturated fraction (sterane coefficient of maturity $C_{29}\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha20R$ [25]) and aromatic fraction (calculated based on methyl dibenzothiophenes $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$ [38, 39, and others]) and their location in the area of Baykit antecline (B): 1 – oil fields, 2 – gas fields, 3 – the same maturity of the saturated and aromatic fractions, 4 – the maturity of the saturated fraction is higher than the aromatic, 5 – the maturity of the saturated fraction is lower than aromatic, 6 – absence of saturated cyclic hydrocarbons and highest maturity of aromatic fraction, 7 – orientation of the catagenetic trend; oil sample numbers correspond to Table 1)

Нефти проб 2, 3, 6 если и подверглись воздействию миграционных эффектов, то незначительно, поскольку обогащения стеранов и трицикланов низкомолекулярными соединениями не наблюдается. Возможно, нефти являются смесью преимущественно двух катагенетически и генетически разных компонентов, причём более преобразованный обогащён насыщенными, в том числе циклическими соединениями, а менее преобразованный – ароматическими. Объяснение несоответствия катагенетических характеристик насыщенной и ароматической фракций зависимостью в основном от катагенеза и специфики ОВ по крайней мере двух источников нефтей представляется автору наиболее вероятным.

Нефти проб 8, 10, 11–14, вероятно, испытали высокий катагенез, при котором происходит инверсия стеранового индекса зрелости или уничтожение стеранов и вообще насыщенных циклических УВ, в них наиболее высокая зрелость дибензотиофенов. Миграционные эффекты могли усилить обогащённость нефтей низкомолекулярными соединениями.

Заключение

Изучение нефтей Байкитской антеклизы выявило присутствие влияния различных источников флюидов, а также высокого катагенеза и, вероятно, миграционных эффектов на состав УВ-биомаркеров нефтей, которые необходимо учитывать при интерпретации результатов. На основании сравнения характеристик насыщенной и ароматической фракций нефтей Байкитской антеклизы выделены районы преимуще-

ственного влияния генетического, катагенетического и миграционного факторов на состав нефтей:

1. Нефти, локализованные на востоке Курумбинского месторождения, вероятно, связаны главным образом с ирэмэкенской толщей, обогащённой низкомолекулярными стеранами и трицикланами, обеднённой 12- и 13-монометилалканами.
2. В нефтях из вендских коллекторов, локализованных на востоке и на западе Байкитской антеклизы, возможен значительный вклад из вендского источника, выраженный в более низких концентрациях фенантронов, более высоких концентрациях моно- и триароматических стероидов. Высокие концентрации дибензотиофенов могли быть результатом обогащения серосодержащими соединениями в диагенезе. В этих нефтях также более высокие концентрации 12- и 13-монометилалканов, повышены концентрации ациклических изопреноидов относительно *n*-алканов и пристан не превышает по концентрации фитан, а распределения насыщенных циклических биомаркеров соответствуют наиболее распространенным нефтям докембрия и кембрия Сибирской платформы.
3. Основным фактором, определяющим состав большинства нефтей Курумбинского месторождения, был высокий катагенез, выраженный в искажении характеристик (инверсии стеранового коэффициента зрелости) или уничтожении циклических УВ насыщенной фракции, снижении концентраций 12- и 13-монометилалканов. Миграция могла усилить обогащённость низкомолекуляр-

ными соединениями. Вероятно, имел место ещё один объединённый эффект катагенеза и миграции: в процессе многофазного наполнения ловушек поступали флюиды из всё более погружённых и катагенетически преобразованных источников, поэтому более поздние продукты были более обогащены низкомолекулярными соединениями, более миграционноспособны и мигрировали дальше по карбонатным толщам. Из-за этих эффектов источник этих нефтей неясен.

4. Судя по соотношению катагенетических параметров насыщенной и ароматической фракций, нефти востока Куомбинского месторождения, связанные с ирэмкенской толщей и с типичным рифей-вендским источником Сибирской платформы нефти запада Терско-Камовского месторождения, и шушукская нефть, локализованная в венде на востоке Байkitской антеклизы, не испытывали влия-

ния миграционных факторов, их состав сформирован за счёт влияния источника и катагенеза.

5. Нефть на востоке Терско-Камовского месторождения, а также нефти скв. Вайвидинская-1 на западе и Сейсморазведочная-1 на востоке Байkitской антеклизы, возможно, являются смесью в основном двух компонентов, имеющих разный катагенез, причём более преобразованный изначально обогащён насыщенными, в том числе циклическими соединениями, а менее преобразованный – ароматическими.

Автор благодарит Ю.А. Филиппова за предоставление коллекции нефтей для исследований.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
2. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидоаккумуляции на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Буриштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Году Ли, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
3. Geochemistry of the Precambrian oils of Eurasia and Australia / A.E. Kontorovich, V.A. Kashirtsev, I.D. Timoshina, N.S. Kim // Petroleum Frontiers. – 2005. – V. 20. – № 3. – P. 11–26.
4. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 166 с.
5. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia / A.E. Kelly, G.D. Love, J.E. Zumberge, R.E. Summons // Organic Geochemistry. – 2011. – V. 42. – № 6. – P. 640–654.
6. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы / Т.К. Баженова, М.В. Дахнова, Т.П. Жеглова, В.С. Лебедев, С.В. Можегова, В.Н. Ларкин, Е.С. Назарова, Г.С. Нечитайло, Э.М. Грайзер, С.М. Киселев, Ю.А. Киселева, Е.А. Горюнова, Л.Б. Борисова. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
7. Особенности состава реликтовых углеводородов нефтей рифея и венды Сибирской платформы / А.И. Ларичев, О.Ф. Стасова, Н.И. Ларичкина, П.Н. Соболев // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Сб. докл. Т. 1: Фундаментальные основы нефтяной геологии. – СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 1999. – С. 280–289.
8. Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Филиппов Ю.А. Состав углеводородов-биомаркеров в нефтях рифея Байkitской антеклизы // Геология нефти и газа. – 2011. № 5. – С. 78–83.
9. Ахмедова А.Р., Серебренникова О.В., Шиганова О.В. Состав углеводородов нефтей центральной части Восточной Сибири // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. – 2018. – Т. 11. – № 2. – С. 230–248. URL: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/71628> (дата обращения 10.04.2019).
10. Углеводороды-биомаркеры и углеводороды алмазоподобного строения из позднекембрийских и нижнекембрийских пород Катангской седловины (Сибирская платформа) / Г.Н. Гордадзе, В.Ю. Керимов, А.В. Гайдук, М.В. Гируц, М.А. Лобусев, С.Г. Серов, Н.Б. Кузнецов, Т.В. Романюк // Геохимия. – 2017. – № 4. – С. 335–343.
11. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.
12. Kontorovich A., Timoshina I. Biomarker hydrocarbons in oils and bitumens of Precambrian and Lower Cambrian of the Nepa-
- Botuoba anticline (Siberian platform) // The 24th International Meeting on Organic Geochemistry. – Bremen, Germany, 6–11 September 2009. – Bremen: MARUM, 2009. – P. 176.
13. Geochemical tools to correlate light petroleum and evaluate thermal maturity: a case study of Precambrian Condensates from the East Siberia, Russia / A. Chakhmakhchev, O. Shiganova, V. Andrus, A. Tchistiakov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 16–18 October 2017. – SPE-187757-MS. – P. 15.
14. Han Y., Horsfield B., Curry D.J. Control of facies, maturation and primary migration on biomarkers in the Barnett Shale sequence in the Marathon 1 Mesquite well, Texas // Mar. and Petrol. Geol. – 2017. – V. 85. – P. 106–116.
15. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович, А.Н. Изосимова, А.А. Конторович, И.Д. Тимошина, Е.М. Хабаров // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166–195.
16. Стратиграфия нефтегазовых бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин, А.О. Ефимов, Г.А. Карлова, Л.И. Килина, Л.Н. Константинова, Б.Б. Кочнев, Б.Г. Краевский, П.Н. Мельников, К.Е. Наговицин, А.А. Постников, Л.В. Рябкова, А.А. Терлеев, Е.М. Хабаров. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
17. Краевский Б.Г., Якшин М.С., Наговицин К.Е. Региональная стратиграфическая схема рифейских отложений западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 7. – С. 4–14.
18. Чалая О.Н., Каширцев В.А. Основы хроматографии. – Якутск: Якутский государственный университет, 1997. – 156 с.
19. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge: Cambridge University Press, 2007. – 1155p.
20. Grantham P.J., Wakefields L.L. Variations in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time // Org. Geochem. – 1988. – V. 12. – № 1. – P. 61–73.
21. Raymond A.C., Murchison D.G. Effect of igneous activity on molecular-maturation indices in different types of organic matter // Org. Geochem. – 1992. – V. 18. – № 5. – P. 725–735.
22. Composition and syngeneity of molecular fossils from the 2.78 to 2.45 billion-year-old Mount Bruce Supergroup, Pilbara Craton, Western Australia / J.J. Brooks, R. Buick, G.A. Logan, R.E. Summons // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2003. – V. 67. – № 22. – P. 4289–4319.
23. Fowler M.G., Douglas A.G. Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late Precambrian age from Eastern Siberia // Org. Geochem. – 1987. – № 11. – P. 201–213.
24. Waples D.W., Machihara T.M. Application of sterane and triterpane biomarkers in petroleum exploration // Bull. Can. Petrol. Geol. – 1990. – V. 38. – № 3. – P. 357–380.

25. Петров Ал.А. Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. – 1994. – № 6. – С. 876–891.
26. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества отложений рифея и венда Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей / Ю.А. Филиппов, Ю.В. Петришина, Л.И. Богородская, А.А. Конторович, В.А. Кринин // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 9. – С. 1362–1374.
27. Early sponges and toxic protists: possible sources of cryostane, an age diagnostic biomarker antedating Sturtian Snowball Earth / J.J. Brocks, A.J.M. Jarrett, E. Sirantoine, F. Kenig, M. Moczyłowska, S. Porter, J. Hope // Geobiology. – 2016. – V. 14. – № 2. – P. 129–149.
28. The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals / J.J. Brocks, A.J.M. Jarrett, E. Sirantoine, C. Hallmann, Y. Hoshino, T. Liyanage // Nature. – 2017. – V. 548. – № 7669. – P. 578–581.
29. Углеводородный состав битумоидов террагенного органического вещества больших глубин (зоны апокатагенеза) / В.А. Каширцев, К.В. Долженко, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, Н.П. Шевченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 6. – С. 869–879.
30. The effects of igneous dike intrusion on organic geochemistry of black shale and its implications: Late Jurassic Jhuran Formation, India / A. Arora, S. Dutta, B. Gogoi, S. Banerjee // Int. J. Coal Geol. – 2017. – V. 178. – P. 84–99.
31. Effects of high temperatures on biomarker ratios during oil-to-gas cracking experiments at two pressures / Z. Chen, B.R.T. Simoneit, T.-G. Wang, Wei H., D. Yan, Z. Ni, K. Liu // Org. Geochem. – 2016. – V. 101. – P. 108–131.
32. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности конденсатов. – Л.: Недра, 1974. – 152 с.
33. Соболев В.С., Степина Л.Ф., Васильева В.Ф. Геологическая информативность параметров индивидуального состава нефтей в связи с их геохимической классификацией // Актуальные вопросы геохимии нефти и газа. Тр. ВНИГРИ. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1984. – С. 26–39.
34. Ларичев А.И., Ларичкина Н.И., Стасова О.Ф. Особенности стеранов и терпанов углеводородных флюидов рифей-вендского терригенно-карбонатного комплекса Сибирской платформы // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: 4-я Международная конференция. – М.: МГУ, 2000. – С. 177–180.
35. Thompson K.F.M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1983. – V. 47. – P. 303–316.
36. Forensic fingerprinting of diamondoids for correlation and differentiation of spilled oil and petroleum products / Z.D. Wang, C. Yang, B. Hollebone, M. Fingas // Environmental Science & Technology. – 2006. – V. 40. – P. 5636–5646.
37. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influences of the organic matter type // Organic Geochemistry. – 1986. – V. 10. – P. 51–63.
38. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine Petroleum Geology. – 1988. – V. 5. – P. 224–236.
39. Radke M., Willsch H. Extractable alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: relationships of yields to petroleum formation and expulsion // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1994. – V. 58. – P. 5223–5244.
40. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883.

Поступила 18.04.2019 г.

Информация об авторах

Тимошина И.Д., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН.

UDC 550.4:552.578.2(571.5)

SATURATED AND AROMATIC BIOMARKER HYDROCARBONS IN OILS OF THE BAYKIT ANTECLISE

Irina D. Timoshina,
TimoshinalD@ipgg.sbras.ru

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to expand the resource base in the fields of the Baykit antecline. Occurrence of two types of oils may be caused by additional source, which increases the prospects of the area. However, variations in the composition of oils may also be associated with high catagenesis and migration effects; therefore, an assessment of the influence of these factors on composition of oils is necessary.

The aim of research is to determine the influence of genetic, catagenetic and migration factors on biomarker hydrocarbons in the oils of the Baykit antecline, to identify areas of preferential influence of each of them.

Objects of the research are the oils of the Baykit antecline.

Methods: comparison of the characteristics of biomarker hydrocarbons obtained using gas chromatography-mass spectrometry in saturated and aromatic fractions of oils, assessment of the impact on their composition of the contribution from different source formations, catagenesis and migration, grouping of oils by the predominance of the influence of these factors.

Results. The author has characterized biomarker hydrocarbons of saturated and aromatic fractions of the oils from Riphean and Vendian collectors of the Baykit antecline. Based on the characteristics, which differ from the previously obtained characteristics of the most common and typical ancient oils of the Siberian platform, the author made a conclusion on the impact of the contribution from the Upper Riphean Iremekensky stratum in two oils in the east of the Kuyumbinskoye field, as well as the contribution of probably Vendian oil source formations in oils from Vendian collectors. The main factor in the formation of the composition of most oils of the Kuyumbinskoye field was high catagenesis, enhanced by migration effects towards the enrichment of low molecular weight compounds. Probably, several oils are a mixture of two components with different catagenesis, moreover, more transformed component is enriched with saturated, including cyclic compounds, and less transformed – with aromatic compounds.

Key words:

Baykit antecline, Riphean, Vendian, biomarkers hydrocarbons, sources of oils, catagenesis, migration.

The author expresses thanks to Yu.A. Filiptsov for oil collection for study.

The research was supported by the FNI project no. 0331-2019-0022 «Organic geochemistry and history of geological development of dominant oil and gas systems of the Upper Proterozoic and Phanerozoic of Siberia».

REFERENCES

- Petrov A.I. *Uglevodorody nefiti* [Hydrocarbons of oil]. Moscow, Nauka Publ., 1984. 264 p.
- Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.u., Burshteyn L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Li Godu, Melenevskiy V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Khomenko A.V. Raznovostrastnye ochagi naftidobrazovaniya i naftidonakopleniya na Severo-Aziatskom kratone [Heterochronous centers of naphthide formation and accumulation in the North Asian Craton]. *Geologiya i Geofizika*, 1999, vol. 40, no. 11, pp. 1647–1665.
- Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Timoshina I.D., Kim N.S. Geochemistry of the Precambrian oils of Eurasia and Australia. *Petroleum Frontiers*, 2005, vol. 20, no. 3, pp. 11–26.
- Timoshina I.D. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva nefteproduktivnykh porod i neftey verkhnego dokembriya yuga Vostochnoy Sibiri* [Geochemistry of organic matter of petroleum source rocks and oils of the Upper Precambrian of the south of Eastern Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., Geo branch, 2005. 166 p.
- Kelly A.E., Love G.D., Zumberge J.E., Summons R.E. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia. *Organic Geochemistry*, 2011, vol. 42, no. 6, pp. 640–654.
- Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zhiglova T.P., Lebedev V.S., Mozhegova S.V., Larkin V.N., Nazarova E.S., Nechitaylo G.S., Grayzer E.M., Kiselev S.M., Kiseleva Yu.A., Goryunova E.A., Borisova L.B. *Neftematerinskie formatsii, nefiti i gazy dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoy platformy* [Oil source formations, oils and gases of Precambrian and Lower–Middle Cambrian of the Siberian platform]. Moscow, VNIGRI Publ., 2014. 128 p.
- Larichev A.I., Stasova O.F., Larichkina N.I., Sobolev P.N. Oso-bennosti sostava reliktovykh uglevodorodov neftey rifeya i venda Sibirskoy platformy [Features of the composition of relict hydrocarbons of the Riphean and Vendian oils of the Siberian platform]. *Neftegazovaya geologiya na rubezhe vekov. Prognoz, poiski, razvedka i osvoeniye mestorozhdeniy. T. 1: Fundamentalnye osnovy nefteyanoy geologii* [Petroleum geology at the turn of the century. Forecast, prospecting, exploration and development of fields. Vol. 1. Fundamentals of oil geology]. St-Petersburg, VNIGRI Publ., 1999. pp. 280–289.
- Kontorovich A.E., Timoshina I.D., Filiptsov Yu.A. Composition of biomarker hydrocarbons in the Riphean oils of the Baykit antecline. *Geologiya nefiti i gaza*, 2011, no. 5, pp. 78–83. In Rus.
- Akhmedova A.R., Serebrennikova O.V., Shiganova O.V. Composition of hydrocarbons in oils from central part of the eastern Siberia. *Journal of Siberian Federal University. Chemistry*, 2018, vol. 11 no. 2, pp. 230–248. In Rus. Available at: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/71628> (accessed 10 April 2019).
- Gordadze G.N., Kerimov V.Yu., Gayduk A.V., Giruts M.V., Lobusev M.A., Serov S.G., Kuznetsov N.B., Romanyuk T.V. Biomarkers and diamond-like hydrocarbons from the Late Precambrian and Lower Cambrian rocks of the Katanga Saddle (Siberian Platform). *Geochemistry*, 2017, no. 4, pp. 335–343. In Rus.
- Chakhmakhchev V.A. *Geokhimiya protsessov migratsii uglevodorodnykh sistem* [Geochemistry of hydrocarbon systems migration]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 231 p.
- Kontorovich A., Timoshina I. Biomarker hydrocarbons in oils and bitumens of Precambrian and Lower Cambrian of the Nepa-Botuoba antecline (Siberian platform). *The 24th International*

- Meeting on Organic Geochemistry*. Bremen, Germany, 6–11 September 2009. Bremen, MARUM, 2009. p. 176.
13. Chakhmakchev A., Shiganova O., Andrus V., Tchistiakov A. Geochemical tools to correlate light petroleum and evaluate thermal maturity: a case study of Precambrian Condensates from the East Siberia, Russia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 16–18 October 2017. SPE-187757-MS, 15 p.
 14. Han Y., Horsfield B., Curry D.J. Control of facies, maturation and primary migration on biomarkers in the Barnett Shale sequence in the Marathon 1 Mesquite well, Texas. *Mar. and Petrol. Geol.*, 2017, vol. 85, pp. 106–116.
 15. Kontorovich A.E., Izosimova A.N., Kontorovich A.A., Timoshina I.D., Khabarov E.M. Geologicheskoe stroenie i usloviya formirovaniya gigantskoy Yurubcheno-Tokhomskoy zony nefrigazonakopleniya v verkhnem proterozoe Sibirskoy platformy [Geological structure and conditions of the formation of the giant Yurubcheno-Tokhoma zone of oil and gas accumulation in the Upper Proterozoic of the Siberian platform]. *Geologiya i Geofizika*, 1996, vol. 37, no. 8, pp. 156–185.
 16. Melnikov N.V., Yakshin M.S., Shishkin B.B., Efimov A.O., Karlova G.A., Kilina L.I., Konstantinova L.N., Kochnev B.B., Kraevskiy B.G., Melnikov P.N., Nagovitsin K.E., Postnikov A.A., Ryabkova L.V., Terleev A.A., Khabarov E.M. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Rifey i vend Sibirskoy platform i ee skladchatogo obramleniya* [Stratigraphy of Siberian petroleum basins. Riphean and Vendian of the Siberian platform and its folded frame]. Novosibirsk, Geo Publ., 2005. 428 p.
 17. Kraevskiy B.G., Yakshin M.S., Nagovitsin K.E. Regional stratigraphic scheme of the Riphean deposits of the Western part of the Siberian platform. *Geology and mineral resources of Siberia*, 2018, no. 7, pp. 4–14. In Rus.
 18. Chalaya O.N., Kashirtsev V.A. *Osnovy khromatografii* [Basics of chromatography]. Yakutsk, Yakutsk State University Publ., 1997. 156 p.
 19. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The biomarker guide*. Cambridge, Cambridge University Press, 2007. 1155 p.
 20. Grantham P.J., Wakefields L.L. Variations in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time. *Org. Geochem.*, 1988, vol. 12, no. 1, pp. 61–73.
 21. Raymond A.C., Murchison D.G. Effect of igneous activity on molecular-maturation indices in different types of organic matter. *Org. Geochem.*, 1992, vol. 18, no. 5, pp. 725–735.
 22. Brocks J.J., Buick R., Logan G.A., Summons R.E. Composition and syngeneity of molecular fossils from the 2.78 to 2.45 billion-year-old Mount Bruce Supergroup, Pilbara Craton, Western Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2003, vol. 67, no. 22, pp. 4289–4319.
 23. Fowler M.G., Douglas A.G. Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late Precambrian age from Eastern Siberia. *Org. Geochem.*, 1987, no. 11, pp. 201–213.
 24. Waples D.W., Machihara T. M. Application of sterane and triterpane biomarkers in petroleum exploration. *Bull. Can. Petrol. Geol.*, 1990, vol. 38, no. 3, pp. 357–380.
 25. Petrov A.I.A. Geokhimicheskaya tipizatsiya neftey [Geochemical typification of oils]. *Geokhimiya*, 1994, no. 6, pp. 876–891.
 26. Filiptsov Yu.A., Petrishina Yu.V., Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.A., Krinin V.A. Otsenka katageneza i neftegazogeneratsionnykh svoystv organicheskogo veshchestva otlozheniy rifeya i venda Baykitskoy i Katangskoy neftegazonosnykh oblastey [Evaluation of catagenesis and oil and gas generation properties of organic matter in the Riphean and Vendian deposits of the Baykit-skaya and Katangskaya petroleum areas]. *Geologiya i Geofizika*, 1999, vol. 40, no. 9, pp. 1362–1374.
 27. Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Kenig F., Moczydlowska M., Porter S., Hope J. Early sponges and toxic protists: Possible sources of cryostane, an age diagnostic biomarker antedating Sturtian Snowball Earth. *Geobiology*, 2016, vol. 14, no. 2, pp. 129–149.
 28. Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Hallmann C., Hoshino Y., Liyanage T. *The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals*. *Nature*, 2017, vol. 548, no. 7669, pp. 578–581.
 29. Kashirtsev V.A., Dolzhenko K.V., Fomin A.N., Kontorovich A.E., Shevchenko N.P. Hydrocarbon composition of bitumen from deeply buried terrestrial organic matter (zone of apocatagenesis). *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 58, no. 6, pp. 702–710. In Rus.
 30. Arora A., Dutta S., Gogoi B., Banerjee S. The effects of igneous dike intrusion on organic geochemistry of black shale and its implications: Late Jurassic Jhuran Formation, India. *Int. J. Coal Geol.*, 2017, vol. 178, pp. 84–99.
 31. Chen Z., Simoneit B. R.T., Wang T.-G., Huang Wei, Yan D., Ni Z., Liu K. Effects of high temperatures on biomarker ratios during oil-to-gas cracking experiments at two pressures. *Org. Geochem.*, 2016, vol. 101, pp. 108–131.
 32. Starobinets I.S. *Geologo-geokhimicheskie osobennosti kondensatov* [Geological and geochemical features of condensates]. Leningrad, Nedra Publ., 1974. 152 p.
 33. Sobolev V.S., Stepina L.F., Vasilyeva V.F. Geologicheskaya informativnost parametrov individualnogo sostava neftey v svyazi s ikh geokhimicheskoy klassifikatsiey [Geological information content of the parameters of the individual composition of oils in connection with their geochemical classification]. *Aktualnye voprosy geokhimii nefti i gaza* [Urgent problems of geochemistry of oil and gas]. Leningrad, VNIIGRI Publ., 1984, pp. 26–39.
 34. Larichev A.I., Larichkina N.I., Stasova O.F. Osobennosti steranov i terpanov uglevodorodnykh flyuidov rifey-vendskogo terrigenno-karbonatnogo kompleksa Sibirskoy platform [Features of steranes and terpanes of hydrocarbon fluids of the Riphean–Vendian terrigenous-carbonate complex of the Siberian platform]. *4-aya Mezhdunarodnaya konferentsiya. Novyye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza* [4th International Conference. New ideas in geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow, MGU Publ., 2000, pp. 177–180.
 35. Thompson K.F.M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1983, vol. 47, pp. 303–316.
 36. Wang Z.D., Yang C., Hollebone B., Fingas M. Forensic fingerprinting of diamondoids for correlation and differentiation of spilled oil and petroleum products. *Environmental Science & Technology*, 2006, vol. 40, pp. 5636–5646.
 37. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influens of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 1986, vol. 10, pp. 51–63.
 38. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine Petroleum Geology*, 1988, vol. 5, pp. 224–236.
 39. Radke M., Willsch H. Extractable alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: relationships of yields to petroleum formation and expulsion. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1994, vol. 58, pp. 5223–5244.
 40. Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. Phenanthrenes, aromatic steranes and dibenzothiophenes in the Jurassic sediments of the West Siberian oil and gas basin and their importance for organic geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*, 2004, vol. 45, no. 7, pp. 783–883. In Rus.

Received: 18 April 2019.

Information about the authors

Irina D. Timoshina, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS.

УДК 004.923

ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НА БАЗЕ СРЕДСТВ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ ГЕОПРОСТРАНСТВЕННЫХ ДАННЫХ. ОБЗОР И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ

Авербух Владимир Лазаревич^{1,2},
averbukh@imm.uran.ru

Авербух Наталья Владимировна²,
natalya_averbukh@mail.ru

Васёв Павел Александрович¹,
vasev@imm.uran.ru

Гвоздарев Илья Леонидович²,
ilyagvz@gmail.com

Левчук Георгий Иванович²,
levchukgeorgy1@gmail.com

Мелкозёров Леонид Олегович²,
leoghost@mail.ru

¹ Институт математики и механики им. Н.Н. Красовского УрО РАН,
Россия, 620990, г. Екатеринбург, ул. Софьи Ковалевской, 16.

² Уральский Федеральный Университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина,
Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19.

Актуальность. В условиях глобальной цифровизации, когда становятся актуальными такие проекты, как цифровая земля, компьютерная визуализация является важным элементом компьютерного моделирования как в научных исследованиях, так и в технике, в частности, в областях геоинформатики, природо- и недропользования, исследования георесурсов. Также компьютерная визуализация необходима при представлении «больших данных», например, накопленных в результате геологических исследований больших пространств. Компьютерная визуализация как самостоятельная дисциплина развивается уже более тридцати лет. В настоящее время в компьютерной визуализации активно используются средства виртуальной реальности, которые и оперируют геопространственными данными. Виртуальная реальность может использоваться при представлении данных о Земле. Возможно создание трёхмерных отображений графических объектов, представляющих элементы ландшафта. Одной из подобластей компьютерной визуализации является визуализация программного обеспечения (Software Visualization). Визуализация программного обеспечения необходима при представлении сложных программных комплексов, связанных с проектированием и разработкой в различных областях техники, включая энергоэффективные технологии.

Объекты. Работа посвящена исследованиям и разработкам в области визуализации программного обеспечения на базе виртуальной реальности. Эти исследования могут применяться в целом ряде областей, связанных с геоинформатикой, а также в области исследования георесурсов.

Методы: методы теории компьютерной визуализации, а именно элементы теории метафоры визуализации.

Цель: поиск подходов, позволяющих эффективно использовать виртуальную реальность для решения сложных проблем, встающих перед специалистами в области программного обеспечения, связанного с большими объёмами сложно структурированных данных, в том числе больших геопространственных данных.

Результаты. Проведен обзор развития визуализации программного обеспечения и описаны проекты в данном направлении, разработанные за последние десятилетия. Приводятся разработанные авторами проекты систем визуального программирования и визуализации программного обеспечения на базе виртуальной реальности с использованием метафор космического пространства и расширенной метафоры города. Рассматриваются психологические аспекты человеческого фактора в разработке систем визуализации программного обеспечения с использованием виртуальной реальности, включая использование теории деятельности. Возникает проблема описания деятельности программиста в качестве пользователя систем визуализации программного обеспечения. Разработка программного обеспечения для реальных технических задач, например для нужд инженерной геологии или прогнозирования георесурсов, требует специализации, а то и персонализации визуальных систем. В результате проведенного анализа можно заключить, что мы находимся на первых этапах важных исследований.

Ключевые слова:

Программное обеспечение для задач геоинформатики, визуализация программного обеспечения, визуальное программирование, виртуальная реальность, метафоры визуализации, человеческий фактор, теория деятельности, геопространственные данные.

Введение

Современная геоинформатика становится более актуальной в связи с развитием таких проектов, как цифровая земля. Необходимо развивать ресурсы для визуализации сложных цифровых объектов реального мира. Развитие геоинформационных систем позволило расширить аппарат работы с пространственными данными с одной стороны и стало частью программных решений для оперирования координатно-распределенными данными с другой стороны, позволяя работать с многомерными представлениями географически распределенных объектов, сцен и виртуальных пространств. Именно поэтому важно развивать принципиально новые подходы к построению больших пространственных систем, каковыми являются геоинформационные системы, а новые интерфейсные решения – это качественный скачок в работе с пространственными многопараметрическими структурами, что является актуальным в развитии геоинформационных технологий.

Современные технологии визуализации, включая виртуальную реальность, позволяют расширить возможности геоинформационных систем. Компьютерная визуализация является важным элементом компьютерного моделирования как в научных исследованиях, так и в технике, в частности, в областях природо- и недропользования, исследования георесурсов. Также компьютерная визуализация необходима при представлении «больших данных», например, накопленных в результате геологических исследований больших пространств. Компьютерная визуализация как самостоятельная дисциплина развивается уже более тридцати лет. Одной из подобластей компьютерной визуализации является визуализация программного обеспечения (Software Visualization). Визуализация программного обеспечения необходима при представлении сложных программных комплексов, связанных с проектированием и разработкой в различных областях техники, включая энергоэффективные технологии.

Работа посвящена проблематике визуализации программного обеспечения и современному состоянию этой дисциплины в связи с использованием сред виртуальной реальности, являющихся средами для работы с пространственными данными. Этой теме посвящено большое количество публикаций и выступлений на различных конференциях. Ежегодно проводятся конференции по визуализации программного обеспечения VISSOFT [1]. В системах визуализации программного обеспечения активно используются методики трехмерной графики, включая среды виртуальной реальности. Сегодня такие системы расширяют границы применения геоинформатики и теории работы с пространственно-координированными данными. Географические явления и объекты служат источником новых метафор визуализации программного обеспечения, в частности, метафор города и ландшафта, о которых будет рассказано ниже.

В следующем разделе рассматриваются начальные этапы становления дисциплины. Затем приводятся

некоторые теоретические положения дисциплины «компьютерная визуализация». Даются описания таких метафор визуализации, как метафора вселенной (космоса) в геоцентрическом и гелиоцентрическом вариантах и расширенная метафора города. Далее делается обзор систем визуализации программного обеспечения на базе сред виртуальной реальности, оперирующих геопространственными данными. Анализ этих систем приводит к необходимости проектирования и разработки собственных прототипов, а также проведения исследований возникающих возможностей и проблем.

Становление дисциплины «визуализация программного обеспечения»

Визуализация программного обеспечения является подобластью дисциплины «компьютерная визуализация» и использует компьютерную графику и средства человеко-машинного взаимодействия как для спецификации и представления программных объектов в процессе создания программ (визуальное программирование), так и для лучшего уяснения понятий в процессе отладки и эффективной эксплуатации программного обеспечения (визуализация программ).

Первые системы визуального программирования и визуализации программ, которые можно отнести к визуализации программного обеспечения, появились в конце 1970-х – начале 1980-х гг. Появление этой дисциплины связано с практикой и идеями графического представления программ, основанных на активном использовании программистами блок-схем (графов потоков управления) и графов потоков данных. В это время намечалась перспектива массовой компьютеризации и казалось, что графическое представление программ резко облегчит разработку и сопровождение программного обеспечения. В число систем визуализации программного обеспечения обычно включаются системы визуального программирования, системы визуализации программирования. Выдвигалась идея визуализации, заключающаяся в том, что и разработка программ, и их отладка, и их сопровождение должны осуществляться в рамках единой системы с одинаковым графическим представлением программных сущностей. В нашей стране и за рубежом были разработаны системы анимации алгоритмов визуального программирования и визуализации программных комплексов. При этом использовалась образность, на основе традиционных («бумажных») представлений структур графов, схем и диаграмм различного типа [2–7].

Описание новой дисциплины было осуществлено в начале 1990-х гг. [8–12]. Несмотря на использование примитивной (по нынешним временам) графики в 1980–1990-х гг., были разработаны интересные системы визуального программирования и полноценные визуальные отладчики. В конце 1980-х и начале 1990-х гг. начали бурно развиваться параллельные вычисления, для которых был разработан целый ряд систем визуализации отладки правильности и отладки эффективности, а также полноценных языков визуального программирования. Языки визуального про-

граммирования подразделялись на диаграмматические языки, использующие схемы и диаграммы, и иконические языки, применяющие естественные образы (пиктограммы) для представления объектов и действий в программах. В основе видов отображения, использованных в системах визуализации программирования, как правило, лежали традиционные методики визуализации – рисование диаграмм и графов различного типа, а также графиков, отражающих те или иные параметры работы программ. Иногда использовалась образность, естественная для отлаживаемого приложения, как, например, в отладчике *Visual* для отладки программы, которая моделирует поведение хищных и нехищных рыб, на параллельном вычислительном комплексе. Среда, в которой действуют рыбы, представляется как сетка, состоящая из квадратов с рыбами. Один из процессоров управлял частью сетки из 4*4 квадратов. Использование визуального отладчика позволило наблюдать разные участки среды и получить информацию о работе параллельной программы [13].

К началу 2000-х гг. визуализация программного обеспечения (*Software Visualization*) оформилась как самостоятельная дисциплина. Ей посвящены полноценные монографии, изданные в этот период [14, 15].

В то же время появились публикации, в которых указывалось на кризис в области визуализации программного обеспечения, например [16].

Возможно, это связано с тем, что использование традиционных («бумажных») методов двумерной графики очень быстро стало ограничением для систем визуализации программного обеспечения. Даже сравнительно небольшие по нынешним меркам отображения, например, сотни связанных между собой объектов, были сложны как для восприятия, так и для интерпретации. Для выхода из создавшейся ситуации активно развивались методы, основанные на использовании трехмерной графики [17, 18]. Развивались теоретические подходы к созданию систем визуализации программного обеспечения, в частности теория метафор визуализации. На основе таких метафор строились трехмерные представления программных объектов [19]. Большой популярностью пользовалась метафора города [20]. Были предприняты попытки применения средств виртуальной реальности для визуализации программного обеспечения.

В следующих разделах мы подробнее рассмотрим теоретические аспекты метафоры визуализации и примеры того, как использовать виртуальную реальность для визуализации программного обеспечения. А затем приведем примеры разработанных нами прототипов таких систем на базе ряда геопространственных метафор с возможным использованием сред виртуальной реальности.

Метафоры визуализации

Определим понятие метафоры визуализации. Метафора – это основная идея сближения понятий прикладной области с той или иной образностью. Метафоры визуализации служат основой конкретных ви-

дов отображения соответствующих систем. Именно проектирование видов отображения является важной частью для определения когнитивной составляющей конкретной специализированной системы визуализации. Метафоры во многом служат основой деятельности пользователя программной системы и его восприятия объектов и операций над ними. Среди метафор, используемых в системах визуализации программного обеспечения, большой популярностью пользуются пространственные метафоры, в частности метафора города. Примеры применения метафоры города приведены в работах [20–23]. Пространственные (трехмерные) метафоры, такие как метафора города, ландшафта и т. п., активно применяются при разработке видов отображения в системах визуализации, используемых для мониторинга, тестирования и отладки параллельных и распределенных программ, а также программ обработки событий и обеспечения реакций на них. Оценить возможность применения той или иной метафоры для конкретных приложений можно за счет анализа их свойств. В работе [24] рассматриваются свойства ряда метафор, используемых в системах визуализации программного обеспечения, в частности геопространственных метафоры города и метафоры частицы.

Метафора города и близкая к ней метафора ландшафта обладают такими свойствами, как *неограниченный контекст, организация внутренней структуры, естественность, устойчивость к масштабированию*. Неограниченность контекста означает, что при визуализации большого объема данных можно увидеть всё изображение и легко выделить ключевые места. Использование метафоры города предполагает структуризацию исходных данных за счет внутренней структуры города, содержащего отдельные кварталы, улицы и дома. Естественность метафор влечет как простоту ориентации в пространстве, так и легкость навигации. Масштаб представления информации в рамках метафоры города и ландшафта можно варьировать, в частности, за счёт изменения высоты, на которой располагается точка наблюдения. В системах визуализации программного обеспечения в рамках метафор города и ландшафта транспортные магистрали часто используются для представления потоков управления и данных, а также различных связей между объектами и частями программы. Для определения особенностей программы, в частности ошибок, их можно выделять формой, цветом или размером.

При использовании данных метафор в системах на базе *виртуальной реальности* возможна реализация полета над городом, а также «вход» в отдельные помещения, где представлена необходимая визуальная информация.

Ниже мы рассмотрим возможности использования расширенной метафоры города при разработке конкретной системы визуализации программного обеспечения с возможным использованием виртуальной реальности. Кроме того, будут использоваться две «космические» метафоры, свойства которых будут кратко описаны ниже. Но перед этим рассмотрим

предыдущий опыт использования средств виртуальной реальности для решения различных задач по визуализации программного обеспечения.

**Визуализация программного обеспечения
на базе сред виртуальной реальности.
Обзор существующих решений**

В начале 1990-х гг. была разработана интересная система визуализации программного обеспечения Avatar [25], активно использующая средства виртуальной реальности и метафоры комнаты и здания в трехмерном варианте и функционирующая на базе среды виртуальной реальности типа CAVE. Система Avatar была предназначена для отладки производительности параллельных программ и позволяла представлять большие объемы данных о производительности параллельных процессов, полученных в ходе работы суперкомпьютера. В системе используется понятие «*scattercube*», которое является трехмерным обобщением традиционного вида отображения «*scatterplot*» – точечной диаграммы или диаграммы рассеивания. По ходу работы пользователь как бы оказывается внутри трехмерного помещения, на стены которого проецируется видеоизображение. На пол и стены этого помещения выводятся кривые, описывающие метрики производительности параллельных программ в виде двумерных графиков. Реализовано объединение отдельных элементов в виде *scattercube*-матрицы, что походит на стеклянный небоскреб, при этом каждая из его комнат содержит графический вывод, характеризующий различные аспекты поведения описываемой параллельной программы. Предусматривался режим прозрачности потолка и пола, что позволяло увидеть соседние данные в соседних «помещениях». Было определено визуальное отображение – «лента истории», для представления последовательности работы процессоров суперкомпьютера. «Виртуальный полет» по небоскребу на основе этой ленты давал возможность исследования совокупных данных о производительности прикладной параллельной программы. Обратим внимание на то, что, несмотря на очень интересную реализацию системы Avatar, данных о ее использовании или продолжении разработок найти не удалось. Это, возможно, связано как с недостаточной информативностью использованных при визуализации данных о производительности процессоров двумерных графиков, так и с возможными неприятными и даже болезненными ощущениями, которые могут быть вызваны у пользователя при «виртуальном полете» по *scattercube*, который проходит согласно «ленте истории» работы многопроцессорной системы. Эти проявления *киберболезни* (*cybersickness* – расстройства здоровья, сходного с морской болезнью) часто связываются с отсутствием возможности активного управления событиями виртуальной реальности [26].

Новый интерес к использованию виртуальной реальности в системах визуализации программного обеспечения проявился в самом начале 2000-х гг. В частности, в работах [27, 28] можно найти целый ряд интересных идей в этом направлении. Примерно

десять лет назад начали появляться работы с описанием возможностей использования виртуальной реальности для представления программных объектов на базе метафор города и ландшафта [29, 30]. Уже в этом десятилетии работы по данному направлению резко активизировались.

В работе [31] был описан прототип системы визуализации программного обеспечения на основе метафоры города. В системе использовался шлем виртуальной реальности. Интерфейс был разработан на основе языка жестов. Для первичной оценки системы авторы провели структурированные интервью, где участники должны были решить три задачи на понимание программы и оценить удобство использования жестов, а также указать свои общие впечатления от использования средств виртуальной реальности для понимания смысла программы. Та же исследовательская команда опубликовала работу по использованию физического моделирования на базе 3D-принтинга для задач визуализации программного обеспечения [32]. Визуализация программных комплексов проводится на основе метафоры города. В результате пользователи получают физические модели объектов программы, что повышает возможности их представления и понимания результата работы. Наличие физических моделей также способствует лучшему взаимопониманию участников разработки. Предполагается возможность использования этих моделей в процессе образования.

Метафора города является весьма популярной в системах визуализации программного обеспечения, использующих средства виртуальной реальности. Отметим в этой связи две системы, которые носят весьма схожие имена, – VR City [33] и CityVR [34].

В системе VR City используется модифицированная метафора города для представления программных систем и связанных с ними аналитических данных. Визуализируются статические (метрики) и динамические (трассы) аспекты программ. Пользователи могут наблюдать и взаимодействовать с объектами «города» в среде иммерсивной виртуальной реальности. Предоставляется функция просмотра исходного кода.

В публикации [34], кроме метафоры города, используемой для визуализации программного обеспечения на базе виртуальной реальности, рассматривается *геймификация* (gamification) разработки программного обеспечения. Этот подход подразумевает создание инструментов, которые предоставляют разработчикам программного обеспечения интерфейс, аналогичный интерфейсу компьютерных игр. Проводился анализ того, как разработчики взаимодействуют с системой визуализации CityVR. Разработчики были взволнованы, они почувствовали интерес к работе, определенный вызов, испытали погружение в виртуальный мир при сохранении управляемости системы. Они затратили значительное время при взаимодействии для навигации в виртуальном мире и при выборе нужных элементов программы. Пользователи поняли, что время прошло быстрее, чем в реальности, и поэтому были готовы потратить больше времени, используя программные средства для решения проблемы обеспечения понимания задачи.

Также на *геймификацию* при разработке систем визуализации программного обеспечения на базе виртуальной реальности указывается в статье [35]. Описана среда на базе виртуальной реальности, которая должна обеспечить работу со структурами программного кода с использованием нескольких метафор (включая метафору города) для визуализации, навигации и передачи информации о программном коде в интерактивном режиме. Были реализованы игры, продемонстрировавшие потенциал геймификации для улучшения понимания структурных зависимостей и модуляризации кода. Отметим также публикации этой команды исследователей, посвященные разработке систем визуализации программного обеспечения на базе виртуальной реальности [35, 36] (включая работу по визуальному программированию с использованием виртуальной реальности [37]). В работе [38] рассматриваются перспективы использования погружения (*immersion*) разработчиков в структуры программ, а в [36] виртуальный полет над программными объектами в рамках различных метафор (в том числе метафор города, ландшафта и космического пространства).

Еще одна работа [39] посвящена визуализации программных систем на базе виртуальной реальности. Инструмент позволяет программистам, менеджерам проектов или заказчикам исследовать архитектуру и получить первое впечатление о размерах компонентов и их зависимостях. В виртуальных сценах используется простая графика – кубы различных размеров и цветов для представления программных объектов с показом зависимостей в виде соединительных линий.

В работе [40] рассматривается использование смешанной реальности для отладки кода. Предлагается интерактивная 3D визуализация потока сообщений, сочетающая традиционные методики отображения с дополненной реальностью на базе шлема виртуальной реальности.

Работа [41] посвящена проблемам оценки юзабилити (пригодности) систем визуализации программного обеспечения. Однако в какой-то мере ее можно представить как развитие проекта CityVR. Система CityAR создана на основе среды иммерсивной расширенной реальности. В рамках метафоры города здания используются для представления классов, а их размеры и цвет кодируют метрики программного обеспечения.

В работе [37] представлена система на базе виртуальной реальности для программистов. Эта система должна обеспечить визуализацию структуры программного кода на базе нескольких метафор. Реализован просмотр текста с использованием реальных клавиатуры и мыши, а также взаимодействие в рамках смешанной реальности. Это обеспечивает поддержку основных задач программирования без выхода из среды виртуальной реальности. Реализован прототип системы. Проведено исследование, демонстрирующее осуществимость идей. Получены результаты эмпирической оценки, демонстрирующие потенциал системы.

В работе [42] описан инструмент визуального программирования с использованием иммерсивной виртуальной реальности. Предполагается использование данной системы для создания встроенных цифровых комплексов. Система позволяет описывать сложные объекты и их связи, задавать логические конструкции, визуализировать в реальном масштабе времени потоки данных между реальными объектами разрабатываемых комплексов. Используется естественная для приложений образность. Первичный анализ экспериментальных результатов показал, что участники различных уровней квалификации могут успешно создавать и отлаживать программы в рамках заданных сценариев.

Отметим также работу, посвященную оценке эффективности систем трехмерной визуализации программного обеспечения [43]. Для эксперимента была реализована трехмерная визуализация на базе метафоры города на стандартном экране компьютера, в среде виртуальной реальности и физической модели с использованием 3D-печати. Участники (которые были разделены на три группы для каждого носителя) провели визуализацию программных систем различных размеров, решили набор задач на понимание результатов и заполнили анкету. Эффективность визуализации была оценена с точки зрения производительности, набора впечатлений и пользовательского опыта. Хотя разработчики, использовавшие физическую визуализацию, затратили меньше времени для идентификации резко отклоняющихся значений, наименьшие сложности были достигнуты при визуализации систем на основе стандартных экранов. При этом разработчики, использовавшие средства виртуальной реальности, получили самые большие впечатления.

Даже из краткого обзора видно, что проблематика использования средств виртуальной реальности для визуализации программного обеспечения вызывает интерес. В то же время их уровень – это уровень разработки прототипов и оценки возможностей эффективности виртуальной реальности для визуализации программного обеспечения. Представляется, что надо углублять исследования и опытные разработки, используя различные метафоры визуализации. Оценку эффективности надо вести с использованием психологических методик, в частности, опирающихся на теорию деятельности.

Разработка прототипов систем визуализации программного обеспечения на базе сред виртуальной реальности

Анализ примеров систем визуализации программного обеспечения на базе сред виртуальной реальности показывает, что, несмотря на 25 лет истории, остается еще много вопросов по применимости этих сред на практике. Все это требует дополнительных исследований и разработок систем с учетом конкретных задач программного обеспечения. В этом разделе описываются прототипы систем визуализации программного обеспечения на базе нескольких пространственных метафор, предполагающих использование сред виртуальной реальности.

Визуализация программного обеспечения на основе метафоры города

Разрабатывается проект визуализации программного обеспечения для нужд разработчиков и тестировщиков с возможным использованием виртуальной реальности. Предполагается использование двух форм представления – графового и представления на основе метафоры города.

Рассмотрим прототип системы визуализации программного обеспечения, которая базируется на расширенной метафоре города. Предполагается расширение метафоры города за счет добавления активных агентов путем ввода параметров в определенные функции и методы. Агенты могут передвигаться внутри города, тем самым определяя, где используются функции, где изменяются и как проходит процесс работы алгоритмов. Таким образом, расширенная метафора создает такие дополнительные свойства, как возможность наблюдения за программными объектами изнутри зданий или помещений, отображающих те или иные программные сущности в ходе перемещения по городу активных агентов.

С помощью агентов можно проводить процессы отладки, тестирования и сравнительного анализа работы кода с различными типами данных, логикой и другими характеристиками, отвечающими за качество кода. А благодаря связям можно отслеживать взаимодействие различных кусков кода между собой и определять тип связи. Появляется возможность пользователю продумывать логику работы этого кода для грамотного использования быстрых или наиболее близких к быстрым связей, которые повышают уровень взаимодействия алгоритма.

В системе обеспечивается интерактивное взаимодействие с пользователем посредством формирования визуализации выбранного проекта с выведением информации обо всех составляющих единицах кода. Представляется, что для тестировщиков удобнее визуализация на базе метафоры города. Тогда как разработчик, уяснив проблему, может использовать соответствующую визуализацию кода на базе графовых представлений. Поэтому графовое представление используется для исследования кода и получения информации о его структуре на данный момент, а использование метафоры города позволяет получить информацию для коррекции кода. Рассматривается возможность обучения системы за счет сравнения кусков кода, поиска примерно одинаковых мест. Это позволит предсказывать влияние изменений кода на его работу.

При разработке программного обеспечения, контролирующего работу реальных изделий и механизмов, целесообразно визуализировать их работу, используя естественную графику. Виртуальная реальность позволяет построить отображения изнутри объектов, размещать в трехмерной модели различные датчики и увидеть, как функционирует устройство под управлением программы.

Разработан прототип системы визуализации программного обеспечения. Его интерфейс представляет собой меню с возможностью выбора типа деятельно-

сти программиста (разработчик, тестировщик и т. п.) с уровнями доступа для разных видов работ для решения различных задач. После выбора типа деятельности пользователь может выбрать либо проект, над которым хочет поработать, либо проект, который хочет исследовать, а может начать писать новый проект.

Представляется, что при создании нового проекта можно использовать и другие метафоры, например, одна из «космических» метафор (описанная ниже гелиоцентрическая метафора) может позволить визуально корректировать структуру и логику алгоритмов в коде для быстрой реализации начальной версии программного проекта.

Если выбран уже существующий проект, то представляется возможность работы в рамках виртуальной реальности с трехмерной визуализацией структуры кода на базе метафоры города, что дает краткое и качественное описание логики работы алгоритмов данного проекта. При выборе здания, представляющего часть описания логики алгоритма, высвечивается соответствующее визуальное представление с окном самого алгоритма, его описанием, историей изменений и перезапусков версий алгоритма, а также различной статистикой и др. При этом каждый вид деятельности предполагает свое представление информации.

В ходе геопространственной реализации визуального мира в среде виртуальной реальности создается соответствующая сцена, отображающая город, в виде которого и представляется проект, с которым планирует работать программист (рис. 1).

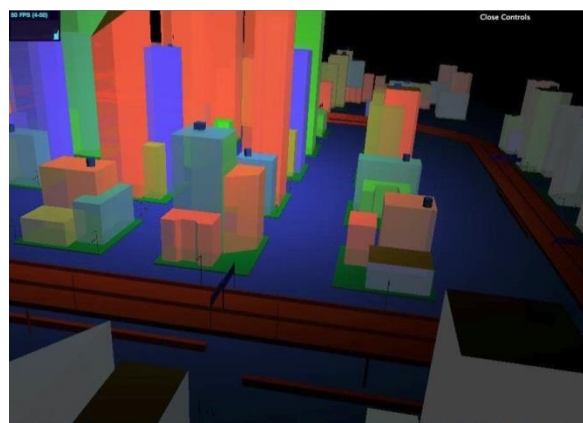


Рис. 1. Представление программного проекта в виде города в виртуальной реальности

Fig. 1. Presentation of a program project as a city in virtual reality

Структура виртуального города соответствует структуре дерева каталогов и файлов разрабатываемого проекта: квартал и подквартал – это папка и подпапка, а здание – файл. В этом случае дороги представляют границы первого уровня подпапок проекта. Следующий уровень программного проекта будет представляться интерьером зданий. Другие объекты программного комплекса могут быть представлены в виде деревьев, водопровода, электростанций и т. п.

В будущем планируется проведение исследований возможностей визуального представления структуры кода в виртуальной реальности с повышением качества изображения и добавления способности визуализировать код различных языков программирования под различными платформами, средами для определения лучшего варианта взаимодействия.

Система визуального программирования
на базе метафоры космического пространства

Рассматривается проект системы программирования на базе визуального языка, построенного на принципах объектно-ориентированного программирования. Целью проекта является создание среды визуального программирования с возможностью абстрагироваться от правил и спецификаций конкретного языка, что дает возможность сосредоточиться на решаемой проблеме при написании программы. Таким образом, программист, манипулируя графическими объектами на разных уровнях абстракции, сможет лучше понимать структуру программы и минимизировать число связанных ошибок, таких как несоответствие типов, нарушение синтаксиса и т. п.

В качестве идеи среды визуального программирования выбрана метафора космического пространства в современном понимании с использованием гелиоцентрической картины мира. При этом часть сущностей программы представляется в виде планет, их спутников, колец (типа кольца Сатурна), а также других элементов космического пространства (рис. 2).



Рис. 2. Общий вид среды визуального программирования
Fig. 2. View of the visual programming environment

Среди свойств данного варианта космической метафоры можно отметить:

- контекст, ограниченный только возможностями пространственного восприятия пользователей;
- свободу выбора размещения программных сущностей, при этом появляется возможность двумерного и трехмерного представления в разных ситуациях;
- естественность метафоры, что уменьшает усилия, требуемые для интерпретации результирующего изображения;
- организованность внутренней структуры: структура программного обеспечения (пакеты, классы и их поля и методы, отношения между ними, аргументы и т. д.) может быть спроецирована на структуру вселенной (галактика, звездная система, планета, спутники и кольца);

- масштабируемость.

Данную метафору также можно использовать при разработке систем визуализации программного обеспечения на базе геопространственных сред виртуальной реальности. Виртуальная реальность даст преимущества в навигации, перемещении по структуре классов (космическому пространству) и взаимодействии. Стереоскопичность средств виртуальной реальности позволяет оценить относительный размер объектов и дистанции между ними, что поможет устранить неоднозначность представления сложных программных объектов [28]. Предполагается осуществлять взаимодействие с системой с помощью применяемых в средах виртуальной реальности устройств, а традиционная клавиатура используется для вспомогательных задач, например, для написания идентификаторов. Ставится задача реализации масштабируемости (учитывая разные уровни абстракции), обеспечения навигации по коду и легкого перехода между уровнями абстракции. Увеличение сложности программного обеспечения не должно сильно усложнять графическое представление.

Системы визуализации, использующие этот вариант космической метафоры, должны удовлетворять критериям мантры Шнейдермана, то есть позволять проведение анализа качества визуализации, включающего последовательность повторений операций по обзору, масштабированию, фильтрации и детализации [44], а также операции по выводу зависимостей, получению истории поиска и извлечению подмножества из рассматриваемых данных [45].

В данной системе визуального программирования все пользовательские классы представляются планетами. У каждой планеты (класса) есть два вида отображения: свободный (привычный вид планеты со спутниками и кольцами) и активный (когда класс выбран, выглядит как развертка планеты). Активный вид представляет собой круг с сектором колец слева и упорядоченными спутниками справа. Сектор колец – методы класса. Каждое кольцо – отдельный метод. Внешние кольца – public-методы, внутренние – private и protected. Спутники – поля класса. Сверху вниз сначала идут спутники, более удаленные от планеты – public-поля, менее удаленные – private и protected. Внутри планеты также есть сектор колец, упорядоченные спутники (static-методы и поля), принадлежащие самому классу, и в центре ядро, хранящее все конструкторы класса. Алгоритм (набор инструкций) может быть реализован в виде контекста, то есть в виде области пространства с последовательностью выражений, которые имеют свое визуальное представление. Каждое визуальное представление можно поместить в любом месте этой области. Порядок выполнения предполагается задавать вручную.

В дальнейшем возможно расширение среды визуальной разработки программного обеспечения, например, за счет введения графических аналогов

синтаксических конструкций из языка Java, так, чтобы можно было создавать программы любой сложности. Также можно внедрить поддержку подключения внешних библиотек и классов, созданных вне рамок системы.

Визуализация программного обеспечения на базе геоцентрической метафоры

Для представления иерархически распределенных данных можно использовать другой вариант метафоры космического пространства, опираясь на старинную геоцентрическую модель вселенной. В этой модели постулировалась неподвижная Земля в качестве центра вселенной. Вокруг Земли обращаются прозрачные твердые сферы с прикрепленными к ним небесными телами: сначала Луна, затем Солнце, затем планеты Солнечной системы (каждая планета на своей сфере), а потом звезды. Вся модель содержала набор вложенных друг в друга сфер.

Данная метафора позволяет представлять большие объемы размещенной на многих уровнях информации. В случае использования виртуальной реальности данная метафора обеспечивает хорошую навигацию и перемещение в рамках виртуального мира. Существовало двумерное и трехмерное представление геоцентрической модели, и для задач визуализации программных объектов можно использовать оба этих варианта.

Двумерный вариант был предложен еще в первой половине 1990-х гг. для отображения транспьютерных сетей [46].

Представляется, что для случая использования виртуальной реальности может оказаться удобнее использовать наиболее архаичный трехмерный вариант геоцентрической модели, когда Земля представляется плоской, а небесные тела размещены на полусферах, накрывающих Землю.

В рамках геоцентрической метафоры предложено два прототипа систем визуализации, в двумерном и трехмерном вариантах.

Трехмерный вариант геоцентрической метафоры

Метафора геоцентрической системы в трехмерном пространстве используется для представления данных о функционировании суперкомпьютера в некоторый момент времени. Параллельный суперкомпьютер состоит из набора процессоров. Системный администратор изучает данные о работе суперкомпьютера с целью повысить его эффективность. Визуальное представление в рамках данной метафоры состоит из слоев:

0. В центре геоцентрической системы – файловая подсистема суперкомпьютера.
1. На первой сфере вокруг центра показаны пользователи, задачи которых выполняются в заданный момент на суперкомпьютере.
2. На второй сфере – выполняющиеся задачи. Размер объекта задачи означает количество вычислительных узлов суперкомпьютера, выделенных задаче.

Соединения между слоями означают количество операций чтения и записи, которое производят задачи

пользователей по отношению к файловой подсистеме. Чем толще соединение, тем больше таких операций производится. Таким образом, исследователь может наблюдать перечень пользователей и их задач, которые формируют нагрузку файловой подсистемы.

Пример работы описанного выше вида отображения показан на рис. 3. На рисунке видно, что основную нагрузку на файловую систему (зеленая сфера в центре) несут лишь некоторые пользователи. Также видна фактура использования суперкомпьютера – у одних пользователей работает по одной задаче, у других – две-три. Но есть и исключения: пользователь в правой части рисунка запустил порядка 30 мелких задач.

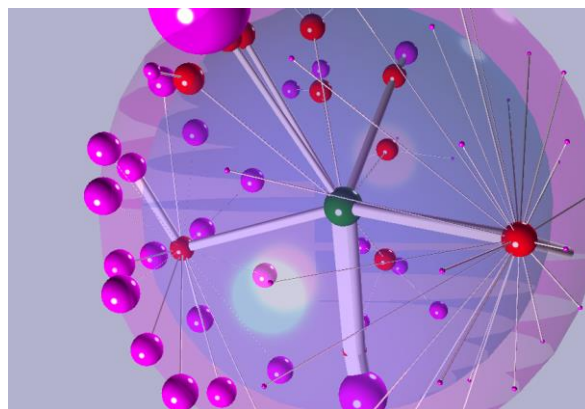


Рис. 3. Визуализации нагрузки на файловую систему суперкомпьютера с использованием геоцентрической метафоры

Fig. 3. Visualization of the load on the file system of a supercomputer using geocentric metaphor

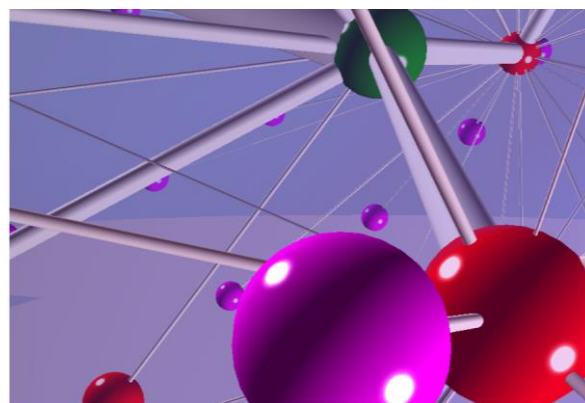


Рис. 4. Фрагмент представления состояния суперкомпьютера в некоторый момент времени, сделанный изнутри трехмерной геоцентрической модели

Fig. 4. Fragment of the supercomputer state at some point in time, made from within a three-dimensional geocentric model

Задачи пользователей, в свою очередь, выполняются на вычислительных узлах суперкомпьютера. Таким образом, можно построить и третью сферу, на которой отображаются вычислительные узлы суперкомпьютера. В этом случае задачи будут показывать

ся «планетами» единого размера, а вокруг них на третьей сфере – используемые ими узлы. За счет цвета и размера «небесных тел» можно отобразить дополнительные данные о вычислительных процессах.

Программа визуализации в рамках метафоры трехмерной геоцентрической системы построена на базе веб-библиотеки трехмерной графики Viewlang.ru. Данная библиотека опирается на стандарт WebGL. Также в ней обеспечена поддержка технологий виртуальной реальности WebVR. При наличии совместимого устройства (например, Oculus Rift) пользователю программы визуализации доступна кнопка «перейти в режим виртуальной реальности». При ее нажатии графика начинает транслироваться в устройство виртуальной реальности. Также она реагирует на повороты головы и перемещение пользователя. При этом пользователю доступна и обычная навигация с помощью мыши. Пример изображения, которое может наблюдать пользователь в режиме виртуальной реальности, показан на рис. 4.

Двумерный вариант геоцентрической метафоры

Двумерный вариант геоцентрической метафоры можно использовать для представления программ в рамках парадигмы объектно-ориентированного программирования, которая основана на представлении программы в виде совокупности объектов. При этом каждый из них является экземпляром определенного класса, а классы образуют иерархию наследования. Исходя из предположения, что разработка на языках объектно-ориентированного программирования ведется в class-файлах, точка зрения наблюдателя (Земля) может являться текущим рабочим классом. Система интерфейсов может быть отображена как совокупность спутников текущей планеты. В соответствии с представлением о звездах как далеких и неизменных объектах сторонние зависимости и библиотеки, используемые в проектах, могут быть представлены метафорой звезд или созвездий. Ближайшие небесные тела – планеты – представляют другие классы проекта, их размер и вид зависят от различ-

ных свойств класса, его размера, используемого языка, расширения файла.

Интерпретацией множества прозрачных небесных сфер может служить система каскадного размещения кода по признаку частоты использования или уровню связности с текущим классом (рис. 5).

На входе выбирается модуль на языке питон и используется в качестве отправной точки, «Земли». На основе импортированных модулей строятся «планеты» и «звезды». «Планетами» являются зависимости из того же проекта, а «звездами» – внешние библиотеки, в том числе стандартные. По выбору «планеты» можно ознакомиться с содержанием представляемого модуля. В настоящее время реализована версия, принимающая файлы с количеством зависимостей до 20 (из соображений аккуратности и читаемости). Планируется расширение возможностей системы, в частности, предполагается добавить сортировку «планет» по Coupling (того, насколько много импортированных языковых единиц используется в исходном файле) и, возможно, визуальное представление размеров модулей-планет.

Психологический аспект человеческого фактора

Данный раздел посвящен проблематике человеческого фактора в разработке систем визуализации программного обеспечения с использованием геопространственных средств виртуальной реальности. В этом случае человеческий фактор можно разделить на самые разные аспекты, каждый из которых может влиять на работу пользователя с системой, подчас неожиданно для разработчика.

Обращает на себя внимание проблематика восприятия в средах виртуальной реальности. В первую очередь они зависят от физиологических особенностей. Например, люди по-разному воспринимают основу технологии виртуальной реальности – стереоэффект. Некоторые люди вовсе не видят стереоэффекта и не способны, таким образом, использовать преимущества виртуальной реальности, а их способность взаимодействовать с ней весьма ограничена.

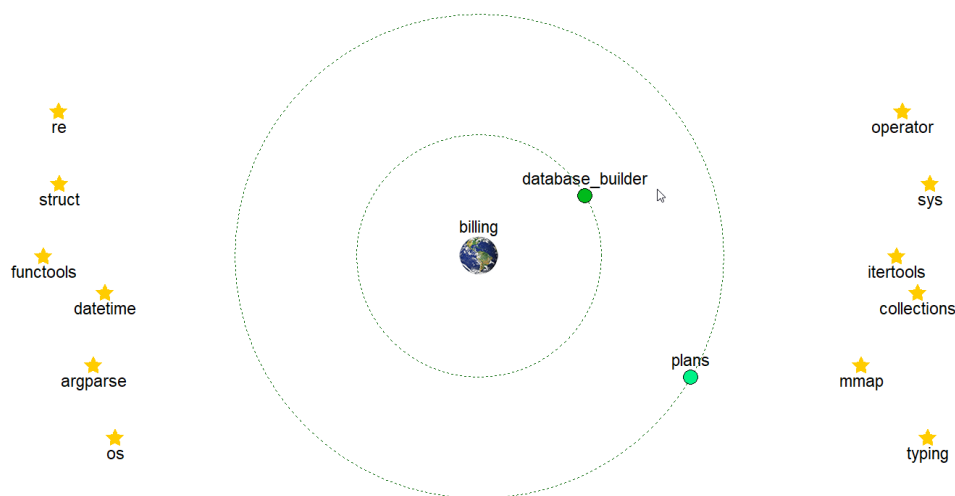


Рис. 5. Двумерное «геоцентрическое» представление программы в рамках объектно-ориентированной парадигмы
Fig. 5. Two-dimensional «geocentric» representation of the program within the object-oriented paradigm

Другой пример, также связанный с физиологией, – это так называемая киберболезнь (cybersickness) – недомогание, которое может появиться при взаимодействии с системами виртуальной реальности. Оно зависит от многих факторов, как системных, так и индивидуальных, а выражается в симптомах, аналогичных морской болезни. Человек, переживающий киберболезнь, очевидно, не способен продолжать работу, а если пытается преодолеть это недомогание, может неважно себя чувствовать в течение нескольких дней после сеанса взаимодействия с виртуальной реальностью. Чтобы предотвратить появление киберболезни, разработчик должен учитывать возможные причины ее появления. Рекомендуется давать пользователю возможность самому инициировать свое движение и оставаться активным во время взаимодействия с виртуальной реальностью. Таким образом, система, в которой пользователь остается на одном месте, а тем или иным образом представленные данные передвигаются вокруг него, если и допустима, то в очень ограниченном режиме. Обзор работ на эту тему дан в [26]. Отметим, что в одной публикации, посвященной разработке систем визуализации программного обеспечения на базе виртуальной реальности [38], указано, что до 30 % участников исследований почувствовали проявление киберболезни.

Вообще проблематика восприятия и других когнитивных процессов чрезвычайно важна для визуализации программного обеспечения, где пользователь решает различные задачи и имеет дело с абстрактной образностью. Эти вопросы подняты в работе [47].

Не менее важными являются вопросы, связанные с интерфейсами сред виртуальной реальности. Очевидно, что для взаимодействия с виртуальной реальностью не всегда будут подходить интерфейсы, рассчитанные для взаимодействия с информацией, выводимой на плоский экран. Интерфейсы, учитывающие работу пользователя в объемной среде, должны учитывать особенности пользователей. Иногда возникают курьезные ситуации, связанные с системами, в которых используется интерфейс на базе захвата движений. Так, например, в некоторых системах, считывающих положение пользователя по положению его головы (в том числе относительно вертикальной оси), низкорослые пользователи могут быть «восприняты» датчиками как намеренно присевшие и им может быть предложена информация, с которой они в данный момент не намеревались взаимодействовать (пример: дно виртуального автомобиля при его обследовании). Опыт показывает, что возникают проблемы в ряде систем отслеживания положения руки, которые рассчитаны на пользователя со стандартной мужской ладонью. Кисть пользователя с меньшим размером руки «воспринимается» такой системой как сжатый кулак, вследствие чего становятся недоступны возможности меню, попасть в которое можно, раскрыв ладонь и растопырив пальцы. Еще один пример представляет собой система, учитывающая положение ног пользователя и «считывающая» длинную юбку как одну ногу. Эти системы нуждаются в

настройке и калибровке, а также в том, чтобы разработчик закладывал широкие возможности в систему.

В общем, из практики следует, что необходимо уделять большое внимание эргономике визуализации и интерфейсов в виртуальной реальности.

Весьма интересен психологический аспект человеческого фактора. Каждый пользователь разрабатываемой системы является носителем определенных психологических характеристик, так или иначе влияющих на его повседневную и профессиональную деятельность. В работах, посвященных разработке визуализации программного обеспечения с использованием виртуальной реальности (например, в [31]), изучается эмоциональный аспект взаимодействия с разработанной системой, эмоциональное состояние пользователей во время взаимодействия с системами визуализации программного обеспечения на базе сред виртуальной и расширенной реальности. Также рассматриваются проблемы юзабилити (пригодности) таких систем [41].

Вместе с изучением эмоционального состояния пользователей следует обратить внимание на особенности в работе различных категорий специалистов в области программного обеспечения. В отечественной психологии давно развивается деятельностьная парадигма [48, 49]. Теория деятельности как нельзя лучше подходит для описания влияния человеческого фактора на работу программиста. Ее суть как раз заключается в том, чтобы изучать особенности психики не сами по себе, а применительно к деятельности, то есть целенаправленной активности, в первую очередь трудовой. Деятельностная теория предполагает, что деятельность и личность человека взаимосвязаны и влияют друг на друга: личность формируется под влиянием деятельности и проявляется в деятельности, влияя на процесс и результат.

Использование теории деятельности в процессе разработки программного обеспечения достаточно широко отражено в литературе [50, 51].

На деятельность воздействуют такие психологические характеристики, как поставленная перед собой цель, то есть тот результат, к которому человек стремится, задачи, решение которых ведет к исполнению цели, мотивация, то есть, чего хочет человек, например, познавательная мотивация или финансовая. В отличие от цели, мотиваций может быть несколько, и для эффективности деятельности важно, чтобы они не противоречили друг другу. Также на деятельность воздействуют индивидуальные качества человека, свойства его нервной системы, черты личности и т. п. Важными являются условия протекания деятельности.

На примере упоминаемой выше киберболезни можно показать, как на деятельность влияют создаваемые условия и индивидуальные характеристики. Особенности технологии, более или менее вызывающие киберболезнь, время взаимодействия с виртуальной реальностью, возможность или невозможность самостоятельных действий – все это условия протекания деятельности. Поле зрения пользователя, пол, возраст, подверженность морской болезни (так назы-

ваемая «укачиваемость») – это индивидуальные характеристики пользователя.

Деятельность структурно разбивается на действия и операции.

«Соотношение цели с условиями определяет задачу, которая должна быть определена действием. Целенаправленное человеческое действие является по существу своему решением задачи. Отношение к этим условиям, сочетаясь с отношением к цели, составляет внутреннее психологическое содержание действия» [49. С. 443]. Действия, в свою очередь, распадаются на отдельные операции, которые можно охарактеризовать как связанные друг с другом акты, последовательное выполнение которых ведет к решению поставленной задачи [49].

Преимущество деятельностной концепции для описания работы программиста связано с тем, что деятельность ряда категорий программистов, в отличие от деятельности, скажем, инженера или преподавателя, в большей степени поддается разбиению на отдельные действия и операции, являясь, таким образом, хорошо структурно организованной. С другой стороны, не секрет, что взаимодействие с интерфейсами самых разнообразных назначений ставит перед пользователями любых категорий множество задач, не ведущих напрямую к выполнению цели, например, таких, как поиск нужных средств управления или необходимых визуальных объектов. Ориентация на деятельностную парадигму при разработке программной системы могла бы помочь разработчику создать такие условия, чтобы стоящие перед пользователем (в данном случае, поскольку мы говорим о разработке систем визуализации программного обеспечения, это программист той или иной специализации) задачи были связаны только с непосредственными целями той или иной области программирования. Для этого необходимо достаточно четкое описание деятельности различных специалистов (например, проектировщиков, разработчиков, кодировщиков и т. п.). То есть необходимо описание того, какие перед специалистами ставятся цели и задачи в рамках их направления, какие действия и операции они выполняют. Было бы интересно исследование также и мотивации, профессионально-важных качеств (то есть, например, в каком направлении требуется аккуратность, в каком критичность, креативность и т. п.) и других психологических характеристик.

Не вся работа пользователя системы визуализации программного обеспечения является наблюдаемой. Значительная часть работы происходит в уме пользователя и, по сути, взаимодействие с системой визуализации необходимо или для того, чтобы предоставить материал для умственной деятельности или ви-

зуально представить соответствующий результат. Описание внутренней деятельности специалистов в области разработки программных комплексов является важной целью будущих исследований.

Заключение

Разработка прототипов систем на базе виртуальной реальности, реализующих геоинформационный подход, – лишь первый этап исследований. Необходим поиск критериев выбора метафор визуализации и подходов к проектированию видов отображения. Такая работа может вестись на основе исследований в области теории компьютерной визуализации. Отметим, что такие исследования активно ведутся в нашей стране, например, [52–56].

Развитие прикладных геоинформационных систем и технологий невозможно без новых подходов к проектированию, поскольку сложность и объемы пространственных данных катастрофически растут. Возрастает мерность цифровых пространственно-координированных моделей. Использование ассоциативных, понятных пользователю метафор (например, космос, город и т. п.) позволяет оперативно создавать виртуальные ландшафты, сцены, цифровые модели и т. п. Предложенные в работе решения предлагают новый подход к проектированию систем, работающих с пространственными, географическими данными, снижая сложность системы, преодолевая неопределенность и снижая ресурсоемкость процесса проектирования программных, геоинформационных систем и технологий.

В то же время анализ материалов показывает, что остается достаточно много нерешенных проблем. Не ясно, насколько эффективны среды виртуальной реальности для использования в тех или иных задачах визуализации программного обеспечения. Остается множество вопросов к адаптации таких систем с учетом особенностей пользователей, включая индивидуальные ограничения по восприятию и длительному нахождению в средах виртуальной реальности. Идея геймификации, конечно, весьма интересна, но не всегда может быть использована в серьезных разработках. Отсюда вытекает серьезная проблема описания деятельности программиста в качестве пользователя систем визуализации программного обеспечения. Разработка программного обеспечения для реальных технических задач, например, для геоинформационных систем, инженерной геологии или прогнозирования георесурсов, требует специализации, а то и персонализации визуальных систем.

Работа выполнена при финансовой поддержке постановления № 211 Правительства Российской Федерации, контракт № 02.A03.21.0006.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Working Conference on Software Visualization Charter. URL: <http://vissoft-conferences.dcc.uchile.cl/> (дата обращения 15.11.2019).
2. Shu N.C. Visual programming languages: a perspective and dimension analysis // Visual Languages. – New York: Plenum Publishing Corporation, 1986. – P. 11–34.
3. Shu N.C. Visual programming. – New York, Van Nostrand Reinhold Company, 1988. – 314 p.
4. Shu N.C. Visual programming: perspectives and approaches // IBM System Journal. – 1989. – V. 22. – № 4. – P. 525–547.
5. Brown M. Algorithm animation. – Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, 1988. – 200 p.

6. Ковалев А.А., Лизенко С.Л. Графический интерфейс представления алгоритмов и программ // *Управляющие системы и машины*. – 1988. – № 4. – С. 41–47.
7. Паронджанов В.Д. Учись писать, читать и понимать алгоритмы. Алгоритмы для правильного мышления. Основы алгоритмизации. – М.: ДМК Пресс, 2012. – 520 p.
8. Price B.A., Small I.S., Baecker R.M. A taxonomy of software visualization // *Proc. of the 25th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS)*. – Hawaii, USA, 1992. – V. 2. – P. 597–606.
9. Price B.A., Baecker R.M., Small I.S. A principled taxonomy of software visualization // *Journal of Visual Languages and Computing*. – 1993. – V. 4. – № 3. – P. 211–266.
10. Ball Th., Eick S.G. Software visualization in the Large // *IEEE Computer*. April 1996. – V. 29. – № 4. – P. 33–43.
11. Авербух В.Л. Визуальное программирование и визуализация программирования. Определения и классификация // *Компьютерная графика в науке и искусстве. Графикон-92: Вторая международная конференция*. – М., 28 сентября – 2 октября 1992. – С. 48–50.
12. Авербух В.Л. Визуализация программного обеспечения. – Екатеринбург. Математико-механический факультет. Уральский Государственный Университет, 1995. – 168 p.
13. Socha D., Bailey M.L., Notkin D. Voyeur: graphical views of parallel programs // *Proc. of the ACM SIGPLAN and SIGOPS Workshop on Parallel and Distributed Debugging*. – Madison, Wisconsin, May 5–6 1988. – V. 24. – № 1. – P. 206–215.
14. Software visualization. From theory to practice. Ed. by Kang Zhang. – Boston; Dordrecht; London: Kluwer Academic Publ., 2003. – 442 p.
15. Diehl S. Software visualization: visualizing the structure, behaviour, and evolution of software. – Berlin: Springer, 2007. – 187 p.
16. Reiss S. The paradox of software visualization // *Proc. of 3rd IEEE International Workshop on Visualizing Software for Understanding and Analysis (VISOFT)*. – Budapest, 2005. – P. 1–5.
17. Marcus A., Feng L., Maletic J.I. 3D representations for software visualization // *Proc. of the 2003 ACM symposium on Software visualization*. – San Diego, California, USA, 2003. – P. 27–36.
18. Teyseyre A., Campo M. An overview of 3D software visualization // *IEEE Transactions on Visualization and Computer Graphics*. – January–February 2009. – V. 15. – Iss. 1. – P. 87–105.
19. Panas T., Berrigan R., Grundy J. A 3D metaphor for software production visualization // *YLEM Journal: Artists Using Science and Technology*. – Spring 2005. – V. 25. – № 4. – P. 7–11.
20. Wetzel R., Lanza M. Visualizing software systems as Cities // *Proc. of Visualizing Software for Understanding and Analysis. VISOFT 2007. 4th IEEE International Workshop*. – Banff, Canada, 2007. – P. 92–99.
21. Steinbrückner F., Lewerentz C. Representing development history in software Cities // *Proc. of the 5th international symposium on Software visualization (SOFTVIS '10)*. – Salt Lake City, Utah, USA, 2010. – P. 193–202.
22. Wetzel R., Lanza M., Robbes R. Software systems as cities: a controlled experiment // *Proc. of 33rd International Conference on Software Engineering (ICSE)*. – Honolulu HI USA, 2011. – P. 551–560.
23. Balogh G., Szabolics A., Beszédes A. CodeMetropolis: eclipse over the city of source code // *Proc. of IEEE 15th International Working Conference on Source Code Analysis and Manipulation, SCAM 2015*. – Bremen, Germany, 2015. – P. 271–276.
24. Авербух В.Л., Бакхтерев М.О., Манakov Д.В. Evaluations of visualization metaphors and views in the context of execution traces and call graphs // *Scientific Visualization*. – 2017, Quarter 4. – V. 9. – № 5. – P. 1–18.
25. Reed D., Scullin W., Tavera L., Shields K., Elford Ch. Virtual reality and parallel systems performance analysis. *IEEE Computer*, November 1995, vol. 28, no. 11. – P. 57–67.
26. Авербух Н.В. Психологические аспекты феномена присутствия в виртуальной среде // *Вопросы психологии*. – 2010. – № 5. – С. 105–113.
27. Knight C., Munro M. Virtual but Visible Software // *Proc. of IV IEEE International Conference Information Visualization*. – London, England, 2000. – P. 198–205.
28. Maletic J., Leigh J., Marcus A. Visualizing software in an immersive virtual reality environment // *Proc. of the ICSE'01 Workshop on Software Visualization*. – Toronto, Canada, 2001. – P. 49–54.
29. Glander T., Döllner J. Abstract representations for interactive visualization of virtual 3D city models // *Computers, Environment and Urban Systems*. – 2009. – V. 33. – Iss. 5. – P. 375–387.
30. Glander T., Döllner J. Automated cell-based generalization of virtual 3D city models with dynamic landmark highlighting // *Proc. of 11th ICA Workshop on Generalisation and Multiple Representations*. – Montpellier, France, 2008. URL: https://hpi.de/fileadmin/user_upload/fachgebiete/doellner/publications/2008/GD08/paper_ICA_workshop.pdf (дата обращения 15.11.2019).
31. Fittkau F., Krause A., Hasselbring W. Exploring software cities in virtual reality // *2015 IEEE 3rd Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. – Bremen, Germany, 2015. – P. 130–134.
32. Fittkau F., Koppenhagen E., Hasselbring W. Research perspective on supporting software engineering via physical 3D models // *2015 IEEE 3rd Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. – Bremen, Germany, 2015. – P. 125–129.
33. Vincur J., Navrat P., Polasek I. VR City: software analysis in virtual reality environment // *2017 IEEE International Conference on Software Quality, Reliability and Security Companion*. – Prague, Czech Republic, 2017. – P. 509–516.
34. Merino L., Ghafari M., Anslow C., Nierstrasz O. CityVR: Gameful Software Visualization // *IEEE International Conference on Software Maintenance and Evolution (ICSME TD Track)*. – Shanghai, China, 2017. – P. 633–637.
35. Oberhauser R., Carsten L. Gamified virtual reality for program code structure comprehension // *The International Journal of Virtual Reality*. – 2017. – V. 17 (02). – P. 79–88.
36. Oberhauser R., Lecon C. Virtual reality flythrough of program code structures // *Proc. of the 19th ACM Virtual Reality International Conference (VRIC 2017)*. – Laval, France, 2017. URL: https://www.hs-aalen.de/uploads/publication/file/9240/VRIC17_VR-FTC_CR.pdf (дата обращения 15.11.2019).
37. Oberhauser R. Immersive coding: a virtual and mixed reality environment for programmers // *Proc. of the Twelfth International Conference on Software Engineering Advances (ICSEA 2017)*. – Athens, Greece, 2017. – P. 250–255.
38. Oberhauser R., Lecon C. Immersed in software structures: a virtual reality approach // *ACHI 2017. The Tenth International Conference on Advances in Computer-Human Interactions*. – Nice, France, 2017. – P. 181–186.
39. Schreiber A., Bruggemann M. Interactive visualization of software components with virtual reality headsets // *2017 IEEE Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. – Shanghai, China, 2017. – P. 119–123.
40. DebugAR: mixed dimensional displays for immersive debugging of distributed systems P. Reipschläger, S. Gumhold, B.K. Ozkan, R. Majumdar, A.Sh. Mathur, R. Dachsel // *Extended Abstracts of the 2018 CHI Conference on Human Factors in Computing Systems*. Montreal, Canada, 2018. URL: https://www.researchgate.net/publication/324669075_DebugAR_Mixed_Dimensional_Displays_for_Immersive_Debugging_of_Distributed_Systems (дата обращения 15.11.2019).
41. Merino L., Bergel A., Nierstrasz O. Overcoming issues of 3D software visualization through immersive augmented reality // *2018 IEEE Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. – Madrid, Spain, 2018. – P. 54–64.
42. Ens B., Anderson F., Grossman T., Annett M., Irani P., Fitzmaurice G. Ivy: exploring spatially situated visual programming for authoring and understanding intelligent environments. *Proc. of the 43rd Graphics Interface Conference GI '17*. – Edmonton, Alberta, 2017. – P. 156–162.
43. Merino L., Fuchs J., Blumenschein M., Anslow C., Ghafari M., Nierstrasz O., Behrisch M., Keim D.A. On the impact of the medium in the effectiveness of 3D software visualizations // *Proc. on 2017 IEEE Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. – Shanghai, China, 2017. – P. 11–21.
44. Shneiderman B. The eyes have it: a task by data type taxonomy for information visualizations // *Proc. of the IEEE Conference on Visual Languages*. – Boulder, CO, USA, September 3–6, 1996. – P. 336–343.

45. Maletic J.I., Marcus A., Collard M.L. A task oriented view of software visualization // International Workshop on Visualizing Software for Understanding and Analysis. – Paris, France, 2002. – P. 32–40.
46. Авербух В.Л., Коновалов А.В., Балакин В.Н., Гомон М.Е., Слепцов П.В. Метод наглядного отображения транспьютерных сетей // Транспьютерные системы и их применение: Тез. конф. – Домодедово, 3–6 окт. 1994. – М.: Институт прикладной математики Российской академии наук, 1994.
47. Borkin M.A. Perception, cognition, and effectiveness of visualizations with applications in science and engineering: Doctoral dissertation. – Cambridge, Massachusetts, 2014. URL: <http://nrs.harvard.edu/urn-3:HUL.InstRepos:12274335> (дата обращения 15.11.2019).
48. Леонтьев А.Н. Деятельность. Сознание. Личность. – М.: Политиздат, 1975. – 304 с.
49. Рубинштейн С.Л. Основы общей психологии. – СПб.: Питер, 2005. – 713 с.
50. Barthelmess P., Anderson K. A view of software development environments based on activity theory // Computer Supported Cooperative Work (CSCW). – March 2002. – V. 11. – Iss. 1–2. – P. 13–37.
51. Georg G. Activity theory and its applications in software engineering and technology. Literature search results and observations // Technical Report CS-11-101. 2011. URL: <http://www.cs.colostate.edu/TechReports/Reports/2011/tr11-101.pdf> (дата обращения 15.11.2019).
52. Захарова А.А., Шкляр А.В. Метафоры визуализации // Научная визуализация. – 2013. – Кв. 2. – Т. 5. – № 2. – С. 16–24.
53. Захарова А.А., Шкляр А.В. Информационные признаки задач визуализации // Научная визуализация. – 2015. – Кв. 2. – Т. 7. – № 2. – С. 73–80.
54. Захарова А.А., Шкляр А.В., Ризен Ю.С. Измеряемые характеристики визуализации // Научная визуализация. – 2016. – Кв. 1. – Т. 8. – № 1. – С. 95–107.
55. Авербух В. Семiotический подход к формированию теории компьютерной визуализации // Научная визуализация. – 2013. – Кв. 1. – Т. 5. – № 1. – С. 1–25.
56. Averbukh V.L. Interdisciplinary Approaches to Semiotics // Semiotic analysis of computer visualization. – Croatia: InTech. Rijeka, 2017. – Ch. 6. – P. 97–133.

Поступила 02.12.2019 г.

Информация об авторах

Авербух В.Л., кандидат технических наук, заведующий сектором компьютерной визуализации Института математики и механики им. Н.Н. Красовского УрО РАН; доцент кафедры вычислительной математики и компьютерных наук Института естественных наук и математики Уральского Федерального Университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина.

Авербух Н.В., младший научный сотрудник лаборатории мозга и нейрокognитивного развития Уральского гуманитарного института, Уральского Федерального Университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина.

Васёв П.А., младший научный сотрудник сектора компьютерной визуализации Института математики и механики им. Н.Н. Красовского УрО РАН.

Гвоздарев И.Л., аспирант кафедры вычислительной математики и компьютерных наук Института естественных наук и математики Уральского Федерального Университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина.

Левчук Г.И., аспирант кафедры вычислительной математики и компьютерных наук Института естественных наук и математики Уральского Федерального Университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина.

Мелкозёров Л.О., студент департамента математики, механики и компьютерных наук Института естественных наук и математики Уральского Федерального Университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина.

UDC 004.923

SOFTWARE VISUALIZATION OF GEOSPATIAL DATA BASED ON VIRTUAL REALITY SYSTEMS. SURVEY AND FUTURE DEVELOPMENTS

Vladimir L. Averbukh^{1,2},
 averbukh@imm.uran.ru

Natalya V. Averbukh²,
 natalya_averbukh@mail.ru

Pavel A. Vasev¹,
 vasev@imm.uran.ru

Ilya L. Gvozdarev²,
 ilyagvz@gmail.com

Georgy I. Levchuk²,
 levchukgeorgy1@gmail.com

Leonid O. Melkozerov²,
 leoghost@mail.ru

¹ N.N. Krasovskii Institute of Mathematics and Mechanics of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 16, Sofia Kovalevskaya street, Ekaterinburg, 620990, Russia.

² Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, 19, Mira street, Ekaterinburg, 620002, Russia.

The relevance of the research. In the time of global digitalization, when such projects as Digital Earth become relevant, computer visualization is a key element of computer modelling both in academic research and in technology, especially in the fields of natural and mineral resources management, and geo-resources exploration. Computer visualization is also necessary for presenting the «big data», for instance, data accumulated in geological research of large spaces. Computer visualization as an independent branch of science has been developing for over thirty years now. Now, Virtual Reality is actively used in computer visualization. Virtual Reality can be used in the presentation of Earth Resources Data. It is possible to create three-dimension displays of graphic objects representing the elements of the landscape. One of its subbranches is software visualization. Software visualization is essential in presenting complex software systems related to design and development in different fields of technology, including energy efficient technologies.

Objects. The paper is dedicated to research and development in the field of software visualization based on virtual reality. These researches can be applied in a number of areas related to Geoinformatics, as well as in the field of exploration of georesources.

Methods: methods of computer visualization theory, in particular, the elements of visualization metaphor theory.

The aim of the research and development is to find those approaches that will enable efficient use of virtual reality in solving complex problems that software specialists face. This software may be related to large volumes of geospatial data.

Results. The paper provides a survey of the development of software visualization and description of projects in this field, developed over the past decades. It describes the projects of visual programming and software visualization systems, developed by the authors on the basis of virtual reality with the use of cosmic space metaphors and an expanded city metaphor. It reviews the psychological aspects of the human factor in the development of software visualization systems with the use of virtual reality, including the use of activity theory. The paper arises a problem of describing the activity of a software developer acting as a user of software visualization systems. Software development for real-life technical problems (for example, for geological engineering or geo-resources forecasting) requires specialization and personalization of visualization systems. The results of the conducted analysis allow us to conclude that we are now at the early stages of crucial research.

Key words:

Software for geoinformatics, software visualization, visual programming, virtual reality, visualization metaphors, human factor, activity theory, geospatial data.

The work was supported by the Act 211 of the Government of the Russian Federation, contract no. 02.A03.21.0006.

REFERENCES

1. Working Conference on Software Visualization Charter. Available at: <http://vissoft-conferences.dcc.uchile.cl/> (accessed: 15 November 2019).
2. Shu N.C. Visual programming languages: a perspective and dimension analysis. *Visual Languages*. New York, Plenum Publ. Corporation, 1986. pp. 11–34.
3. Shu N.C. *Visual programming*. New York, Van Nostrand Reinhold Company, 1988. 314 p.
4. Shu N.C. Visual programming: perspectives and approaches. *IBM System Journal*, 1989, vol. 22, no. 4, pp. 525–547.
5. Brown M. *Algorithm animation*. Cambridge, Massachusetts, The MIT Press, 1988. 200 p.
6. Kovalev A.A., Lizenko S.L. Graficheskiy interfeys predstavleniya algoritmov i programm [Graphical interface for presentation of al-

- gorithms and programs]. *Upravlyayushchie sistemy i mashiny*, 1988, no. 4, pp. 41–47.
7. Parondzhanov V.D. *Uchis pisat, chitat i ponimat algoritmy. Algoritmy dlya pravilnogo myshleniya. Osnovy algoritimizatsii* [Learn to write, read and understand algorithms. Algorithms for correct thinking. The Basics of Algorithmization]. Moscow, DMK Press, 2012. 520 p.
8. Price B.A., Small I.S., Baecker R.M. A taxonomy of software visualization. *Proc. of the 25th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS)*. Hawaii, USA, 1992. Vol. 2, pp. 597–606.
9. Price B.A., Baecker R.M., Small I.S. A principled taxonomy of software visualization. *Journal of Visual Languages and Computing*, 1993, vol. 4, no. 3, pp. 211–266.
10. Ball Th., Eick S.G. Software visualization in the Large. *IEEE Computer*, April 1996, vol. 29, no. 4, pp. 33–43.
11. Averbukh V.L. Vizualnoe programmirovaniye i vizualizatsiya programmirovaniya. Opredeleniya i klassifikatsiya [Visual programming and program visualization. Definitions and classification]. *Vtoraya mezhdunarodnaya konferentsiya. Kompyuternaya grafika v nauke i iskusstve. Grafikon-92* [Second International Conference. Computer Graphics in Science and Art/ Graficon-92]. Moscow, 28 September – 2 October 1992. pp. 48–50.
12. Averbukh V.L. *Vizualizatsiya programmogo obespecheniya* [Software visualization]. Yekaterinburg, Mathematical and mechanical faculty. Ural State University, 1995. 168 p.
13. Socha D., Bailey M.L., Notkin D. Voyeur: graphical views of parallel programs. *Proc. of the ACM SIGPLAN and SIGOPS Workshop on Parallel and Distributed Debugging*. Madison, Wisconsin, May 5–6 1988. Vol. 24, no. 1, pp. 206–215.
14. *Software visualization. From theory to practice*. Ed. by Kang Zhang. Boston, Dordrecht, London, Kluwer Academic Publ., 2003. 442 p.
15. Diehl S. *Software visualization: visualizing the structure. Behaviour and evolution of software*. Berlin, Springer, 2007. 187 p.
16. Reiss S. The paradox of software visualization. *Proc. of 3rd IEEE International Workshop on Visualizing Software for Understanding and Analysis (VISOFT)*. Budapest, 2005. pp. 1–5.
17. Marcus A., Feng L., Maletic J.I. 3D representations for software visualization. *Proc. of the 2003 ACM symposium on Software visualization*. San Diego, California, USA, 2003. pp. 27–36.
18. Teyseyre A., Campo M. An overview of 3D software visualization. *IEEE Transactions on Visualization and Computer Graphics*, January–February 2009, vol. 15, Iss. 1, pp. 87–105.
19. Panas T., Berrigan R., Grundy J. A 3D metaphor for software production visualization. *YLEM Journal: Artists Using Science and Technology*, Spring 2005, vol. 25, no. 4, pp. 7–11.
20. Wetzel R., Lanza M. Visualizing software systems as Cities. *Proc. of Visualizing Software for Understanding and Analysis. VISOFT 2007. 4th IEEE International Workshop*. Banff, Canada, 2007. pp. 92–99.
21. Steinbrückner F., Lewerentz C. Representing development history in software Cities. *Proc. of the 5th international symposium on Software visualization (SOFTVIS '10)*. Salt Lake City, Utah, USA, 2010. pp. 193–202.
22. Wetzel R., Lanza M., Robbes R. Software systems as cities: a controlled experiment. *Proc. of 33rd International Conference on Software Engineering (ICSE)*. Honolulu HI USA, 2011. pp. 551–560.
23. Balogh G., Szabolcs A., Beszédes A. CodeMetropolis: Eclipse over the city of source code. *Proc. of IEEE 15th International Working Conference on Source Code Analysis and Manipulation. SCAM 2015*. Bremen, Germany, 2015. pp. 271–276.
24. Averbukh V.L., Bakhterev M.O., Manakov D.V. Evaluations of visualization metaphors and views in the context of execution traces and call graphs. *Scientific Visualization*, 2017, Quarter 4, vol. 9, no. 5, pp. 1–18.
25. Reed D., Scullin W., Tavera L., Shields K., Elford Ch. Virtual reality and parallel systems performance analysis. *IEEE Computer*, November 1995, vol. 28, no. 11, pp. 57–67.
26. Averbukh N.V. Psychological aspects of the phenomenon of presence in the virtual environment. *Questions of psychology*, 2010, no. 5, pp. 105–113. In Rus.
27. Knight C., Munro M. Virtual but visible software. *Proc. of IV IEEE International Conference Information Visualization*. London, England, 2000. pp. 198–205.
28. Maletic J., Leigh J., Marcus A. Visualizing software in an immersive virtual reality environment. *Proc. of the ICSE'01 Workshop on Software Visualization*. Toronto, Canada, 2001. pp. 49–54.
29. Glander T., Döllner J. Abstract representations for interactive visualization of virtual 3D city models. *Computers. Environment and Urban Systems*, 2009, vol. 33, Iss. 5, pp. 375–387.
30. Glander T., Döllner J. Automated cell-based generalization of virtual 3D city models with dynamic landmark highlighting. *Proc. of 11th ICA Workshop on Generalisation and Multiple Representations*. Montpellier, France, 2008. Available at: https://hpi.de/fileadmin/user_upload/fachgebiete/doellner/publications/2008/GD08/paper_ICA_workshop.pdf (accessed 15 November 2019).
31. Fittkau F., Krause A., Hasselbring W. Exploring software Cities in virtual reality. *2015 IEEE 3rd Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. Bremen, Germany, 2015. pp. 130–134.
32. Fittkau F., Koppenhagen E., Hasselbring W. Research perspective on supporting software engineering via physical 3D models. *2015 IEEE 3rd Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. Bremen, Germany, 2015. pp. 125–129.
33. Vincur J., Navrat P., Polasek I. VR City: software analysis in virtual reality environment. *2017 IEEE International Conference on Software Quality. Reliability and Security Companion*. Prague, Czech Republic, 2017. pp. 509–516.
34. Merino L., Ghafari M., Anslow C., Nierstrasz O. CityVR: gameful software visualization. *IEEE International Conference on Software Maintenance and Evolution (ICSME TD Track)*. Shanghai, China, 2017. pp. 633–637.
35. Oberhauser R., Carsten L. Gamified virtual reality for program code structure comprehension. *The International Journal of Virtual Reality*, 2017, vol. 17 (02), pp. 79–88.
36. Oberhauser R., Lecon C. Virtual reality flythrough of program code structures. *Proc. of the 19th ACM Virtual Reality International Conference (VRIC 2017)*. Laval, France, 2017. Available at: https://www.hs-aalen.de/uploads/publication/file/9240/VRIC17_VR-FTC_CR.pdf (accessed 15 November 2019).
37. Oberhauser R. Immersive coding: a virtual and mixed reality environment for programmers. *Proc. of the Twelfth International Conference on Software Engineering Advances (ICSEA 2017)*. Athens, Greece, 2017. pp. 250–255.
38. Oberhauser R., Lecon C. Immersed in software structures: a virtual reality approach. *ACHI 2017. The Tenth International Conference on Advances in Computer-Human Interactions*. Nice, France, 2017. pp. 181–186.
39. Schreiber A., Bruggemann M. Interactive visualization of software components with virtual reality headsets. *2017 IEEE Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. Shanghai, China, 2017. pp. 119–123.
40. Reipschläger P., Gumhold S., Ozkan B.K., Majumdar R., Mathur A.Sh., Dachselt R. DebugAR: mixed dimensional displays for immersive debugging of distributed systems. *Extended Abstracts of the 2018 CHI Conference on Human Factors in Computing Systems*. Montreal, Canada, 2018. Available at: https://www.researchgate.net/publication/324669075_DebugAR_Mixed_Dimensional_Displays_for_Immersive_Debugging_of_Distributed_Systems (accessed 15 November 2019).
41. Merino L., Bergel A., Nierstrasz O. Overcoming issues of 3D software visualization through immersive augmented reality. *2018 IEEE Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. Madrid, Spain, 2018. pp. 54–64.
42. Ens B., Anderson F., Grossman T., Annett M., Irani P., Fitzmaurice G. Ivy: exploring spatially situated visual programming for authoring and understanding intelligent environments. *Proc. of the 43rd Graphics Interface Conference GI '17*. Edmonton, Alberta, 2017. pp. 156–162.
43. Merino L., Fuchs J., Blumenschein M., Anslow C., Ghafari M., Nierstrasz O., Behrisch M., Keim D.A. On the impact of the medium in the effectiveness of 3D software visualizations. *Proc. on 2017 IEEE Working Conference on Software Visualization (VISOFT)*. Shanghai, China, 2017. pp. 11–21.
44. Shneiderman B. The eyes have it: a task by data type taxonomy for information visualizations. *Proc. of the IEEE Conference on Visu-*

- al Languages. Boulder, CO, USA, September 3–6 1996. pp. 336–343.
45. Maletic J.I., Marcus A., Collard M.L. A task oriented view of software visualization. *International Workshop on Visualizing Software for Understanding and Analysis*. Paris, France, 2002. pp. 32–40.
46. Averbukh V.L., Konovalov A.V., Balakin V.N., Gomom M.E., Sleptsov P.V. Metod naglyadnogo otobrazheniya transpyuternykh setey [The method of visual display of transputer networks]. *Transpyuternye sistemy i ikh primeneniye* [Transputer systems and their application]. Domodedovo, 3–6 October 1994. Moscow, Institute of Applied Mathematics of the Russian Academy of Sciences, 1994.
47. Borkin M.A. *Perception, cognition and effectiveness of visualizations with applications in science and engineering*. Doctoral dissertation. Cambridge, Massachusetts, 2014. Available at: <http://nrs.harvard.edu/urn-3:HUL.InstRepos:12274335> (accessed 15 November 2019).
48. Leontyev A.N. *Deyatelnost. Soznaniye. Lichnost* [Activity. Consciousness. Personality]. Moscow, Politizdat Publ., 1975. 304 p.
49. Rubinshteyn S.L. *Osnovy obshchey psikhologii* [Basics of general psychology]. St-Petersburg, Piter Publ., 2005. 713 p.
50. Barthelmess P., Anderson K. A view of software development environments based on activity theory. *Computer Supported Cooperative Work (CSCW)*, March 2002, vol. 11, Iss. 1–2, pp. 13–37.
51. Georg G. Activity theory and its applications in software engineering and technology. Literature search results and observations. *Technical Report CS-11-101*. 2011. Available at: <http://www.cs.colostate.edu/TechReports/Reports/2011/tr11-101.pdf> (accessed 15 November 2019).
52. Zakharova A.A., Shklyar A.V. Metaforiy vizualizatsii [Visualization metaphors]. *Nauchnaya vizualizatsiya*, 2013, Q. 2, vol. 5, no. 2, pp. 16–24.
53. Zakharova A.A., Shklyar A.V. Informatsionnye priznaki zadach vizualizatsii [Informative features of data visualization tasks]. *Nauchnaya vizualizatsiya*, 2015, Q. 2, vol. 7, no. 2, pp. 73–80.
54. Zakharova A.A., Shklyar A.V., Rizen Yu.S. Izmeryaemye kharakteristiki vizualizatsii [Measurable features of visualization tasks]. *Nauchnaya vizualizatsiya*, 2016, Q. 1, vol. 8, no. 1, pp. 95–107.
55. Averbukh V., Semioticheskiy podkhod k formirovaniyu teorii kompyuternoy vizualizatsii [Semiotic approach to forming the theory of computer visualization]. *Nauchnaya vizualizatsiya*, 2013, Q. 1, vol. 5, no. 1, pp. 1–25.
56. Averbukh V.L. *Semiotic analysis of computer visualization*. Ch. 6. Interdisciplinary approaches to semiotics. Croatia, InTech. Rijeka, 2017. pp. 97–133.

Received: 2 December 2019.

Information about the authors

Vladimir L. Averbukh, Cand. Sc., head of computer visualization sector, N.N. Krasovskii Institute of Mathematics and Mechanics of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences; associate professor, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin.

Natalya V. Averbukh, junior researcher, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin.

Pavel A. Vasev, junior researcher, N.N. Krasovskii Institute of Mathematics and Mechanics of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

Ilya L. Gvozdev, postgraduate student, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin.

Georgy I. Levchuk, postgraduate student, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin.

Leonid O. Melkozerov, student, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin.

УДК 553.984

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА КОЭФФИЦИЕНТА СВЯЗНОСТИ КОЛЛЕКТОРА ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Попов Виктор Львович¹,
PopovVL@tomsknpi.ru

Поднебесных Александр Владимирович²,
PodnebesnykhAV@mail.ru

Пыльник Сергей Валерьевич¹,
PylnikSV@tomsknpi.ru

¹ ОАО «ТомскНИПИнефть»,
Россия, 635026, г. Томск, пр. Мира, 72.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью количественной оценки связности коллектора геолого-гидродинамических моделей для классификации реализаций при многовариантной оценке неопределенностей и оптимизации выбора метода и параметров моделирования куба песчанистости.

Цель: ввести понятие коэффициента связности коллектора, оценить репрезентативность предложенного параметра для моделей залежей различной детальности и геометрии; оценка влияния параметров неоднородности геологических моделей на коэффициент связности.

Объекты: геолого-гидродинамические модели залежей нефтегазовых месторождений.

Методы: геологическое и гидродинамическое моделирование, статистический анализ результатов геологического и гидродинамического моделирования.

Результаты. Кратко рассмотрены существующие методы оценки связности коллектора в геолого-гидродинамических моделях, используемые для оценки ресурсов углеводородного сырья и выбора наиболее эффективных методов их разработки. На основе проведенного авторами анализа был предложен новый подход к определению параметра связанности как отношения перетока жидкости в исследуемой модели к модели с единичной песчанистостью. Рассмотрено влияние геометрии и детальности геолого-гидродинамических моделей на величину коэффициента связности. На примере синтетических стохастических моделей рассмотрены зависимости коэффициента связности от таких параметров, как песчанистость, ранги вариограмм, их анизотропия и эффект самородка. Введено понятие коэффициента гидродинамической связности коллектора, который характеризует способность модели фильтровать флюид, без учета влияния фильтрационно-емкостных характеристик. Этот параметр учитывает только распределение коллектора в объеме залежи и то, как ячейки коллектора расположены друг относительно друга. Предложенный способ расчета позволяет оценить анизотропию перетоков флюида между ячейками по различным направлениям и оценить способность модели фильтровать этот флюид через себя. Коэффициент связанности, в отличие от перколяционных методов, позволяет получать непрерывную оценку гидродинамической связи между ячейками, не требует обязательного наличия истории работы залежи и не зависит от текущей системы разработки, реализуемой на месторождении.

Ключевые слова:

Геологическая модель, связность коллектора, коэффициент связности, вариограмма, эффект самородков, последовательное индикаторное моделирование, теория перколяции, многоскважинный индекс продуктивности.

Существующие методы оценки связности коллектора

В настоящее время цифровые геолого-гидродинамические модели используются для оценки величины запасов углеводородов (УВ) и для проектирования разработки залежей нефти и газа. Одним из важнейших параметров геолого-гидродинамических моделей, влияющих на распределение запасов в объеме резервуара, является неоднородность коллектора и его гидродинамическая связность [1, 2].

Обзор опубликованной литературы показал, что до сих пор нет устоявшегося определения связности и методов его количественного выражения [3–11]. Одни из них основаны на теории перколяции, и их условно можно назвать методами оценки геометрической связности [8, 9], другие базируются на анализе данных добычи и закачки скважин на месторождении,

их принято считать методами оценки гидродинамической связности [6, 10].

Теория перколяции (протекания) – сравнительно молодая отрасль науки, занимающаяся изучением критических явлений в стохастических неоднородных средах, таких как протекание жидкости через пористую среду, намагничивание ферромагнетиков, протекание тока в полупроводниках и т. п. [11]

Классическим примером объекта исследований теории перколяции может служить опыт Ватсона и Лиса [12]. Суть его заключалась в том, что исследовалась электрическая проводимость между двумя электродами, соединенными проволоочной сеткой. В сетке случайным образом выбирался узел, в котором контакты рвались, далее также случайным образом выбирался следующий и т. д. (рис. 1). В тот мо-

мент, когда рвалось последнее соединение между электродами, происходило скачкообразное изменение состояния системы из проводящего в непроводящее.

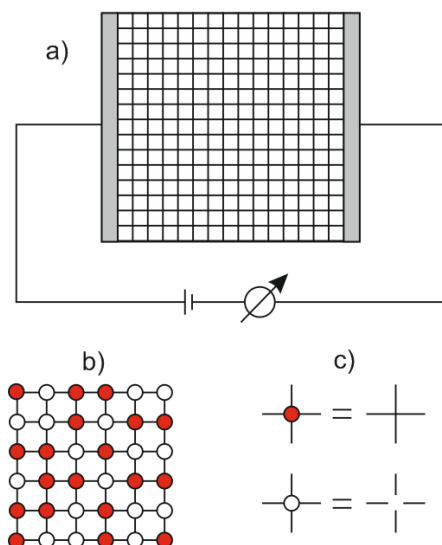


Рис. 1. Схема эксперимента Ватсона и Лиса: а) исходная сетка. Количество узлов на рисунке сильно уменьшено; б) кусок сетки с блокированными (красные) и неблокированными (белыми) узлами; в) светлый узел означает разрыв контакта между четырьмя проволоками, которые связывают узел, красный узел сохраняет контакт [12]

Fig. 1. Scheme of the Watson and Liss experiment: a) initial grid. The number of nodes is lowered; b) blocked nodes are red circles, unblocked ones are white; c) light node means loss of contact between four ends. Red contact means four ends are connected. The current cannot flow through light node in any direction and can flow through red node in any direction

Подобную по строению и функционированию систему представляет собой и геолого-гидродинамическая модель, в которой роль узлов-проводников выполняют ячейки коллектора, роль заблокированных узлов – ячейки неколлектора, а нахождение пределов и условий для протекания жидкости через модель и является предметом изучения теории перколяции [13].

На основе теории перколяции авторами [10] были предложены новые способы оценки связности геологических моделей, такие как функция связности – зависимость вероятности наличия перколяционной связи между двумя ячейками от расстояния между этими ячейками (рис. 2).

Дж. Ховадик и Д. Лару [8] предложили другой способ оценки геометрической связности, основанный на применении теории перколяции к моделям залежей нефти и газа. Так, согласно этим авторам, связность коллектора можно количественно оценить как отношение объема самого большого кластера в модели к общему объему всех кластеров. Для планирования бурения и построения карт неоднородности свойств необходимо иметь возможность оценить связность локально. Для этих целей вышеуказанными авторами был предложен параметр, рассчитываю-

щийся как отношение объема кластера, связанного со скважиной, к общему объему всех кластеров в модели.

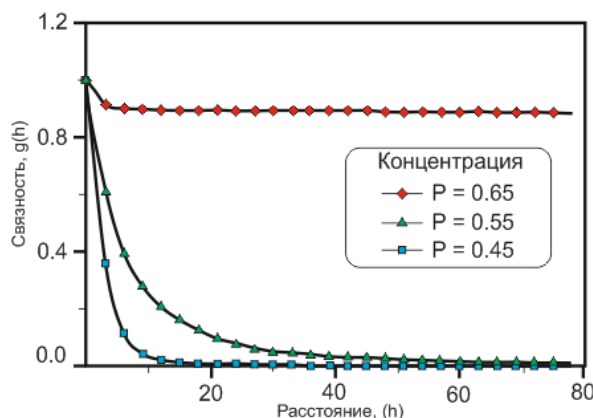


Рис. 2. Пример функции связности для моделей с различным долями коллектора [10]

Fig. 2. Example of connectivity function for models with different concentrations [10]

Такие оценки связности геологических моделей, основанные на теории перколяции, обладают двумя существенными недостатками. Во-первых, предполагается, что процесс фильтрации флюида будет иметь критический характер, т. е. между двумя точками связность можно оценить двумя состояниями: связность присутствует и связность отсутствует. Переход между этими состояниями происходит скачкообразно при небольшом изменении системы в критической области [11]. Таким образом, между произвольными ячейками одного кластера невозможно оценить степень связности, т. к. она либо присутствует, либо отсутствует. Однако с гидродинамической точки зрения связность между парой ячеек может быть и близкой к нулю, но всё же ненулевой, и близкой к максимальной величине, в этом случае, с точки зрения теории перколяции, связность между такими парами ячеек будет одинаковой (связность присутствует). Во-вторых, теория перколяции рассматривает только дискретные системы и в ней не предусмотрено аппарата для анализа геолого-гидродинамических моделей с непрерывным характером куба песчаности, который может принимать промежуточные между 0 и 1 значения, 0,15; 0,5; 0,72 и т. п.

Другим методом оценки связности моделей является анализ промысловых данных [3, 4, 6, 7, 10], который основан на сопоставлении данных работы пар гидродинамически связанных добывающих и нагнетательных скважин. В качестве примера такого анализа можно привести метод MPI (multiwell productivity index) или многоскважинный индекс продуктивности [6], в котором на основе дебитов скважин рассчитывается коэффициент λ , характеризующий силу связи между каждой парой нагнетательной и добывающей скважин. Свой способ оценки гидродинамической связности предложили С. Тиан и Р. Хорн [10], в котором для каждой пары нагнетательной–добывающей скважин рассчитывается модифицированный коэффициент корреляции дебита-приемистости (1).

$$r^* = - \frac{\sum_{i=1}^n (q_i^p - q^{Pref}) (q_i^l - q^{lref})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (q_i^p - q^{Pref})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (q_i^l - q^{lref})^2}}, \quad (1)$$

где r^* – модифицированный коэффициент корреляции; i – номер пары скважин; q_i^p – дебит добывающей скважины; q^{Pref} – опорный дебит добывающей скважины; q_i^l – приемистость нагнетательной скважины; q^{lref} – опорная приемистость добывающей скважины.

Все приведенные выше методы оценки гидродинамической связности также имеют свои недостатки: во-первых, для их использования необходимы промысловые данные хорошего качества [7], а во-вторых, с помощью этих методов невозможно рассчитать связность произвольной модели, т. к. будет необходима реализация определенной системы разработки с известными расстояниями между добывающими и нагнетательными скважинами, от которой напрямую будет зависеть величина связности коллектора.

Определение коэффициента связности коллектора

Связность коллектора геологической модели в первую очередь определяется тем, как ячейки коллектора расположены друг относительно друга в объеме сеточной области, объединяясь в кластеры, и тем, как эти кластеры взаимосвязаны. При прочих равных условиях величина связности коллектора определяет, какое количество объема дренируется произвольной скважиной и какой у этой скважины будет потенциальный дебит. В этом случае в расчёт не берутся фильтрационно-емкостные характеристики коллектора, а основной упор делается на то, как взаимосвязан коллектор в области этой скважины. Исходя из этих соображений, авторы в качестве максимальной связности предлагают использовать дебит скважины на установившемся режиме течения в модели, в которой все ячейки заданы коллектором (единичная песчаность), и такой дебит называть опорным. При этом коэффициент связности (K_c) будет определяться как отношение дебита произвольной скважины или модели к опорному, при равных значениях коэффициента пористости и проницаемости. Для исключения влияния фазовых проницаемостей необходимо рассчитывать дебиты на однофазных моделях

$$K_c = Q / Q_{ref}, \quad (2)$$

где K_c – коэффициент связности; Q – дебит через модель на установившемся режиме течения; Q_{ref} – опорный дебит через модель.

Процедура определения коэффициента связности модели будет проводится в несколько этапов. На первом этапе с одной стороны модели все ячейки, прилегающие к торцу, задаются как перфорированные добывающей скважиной. С противоположной стороны модели все ячейки, прилегающие к торцу, задаются как перфорированные нагнетательной скважиной. Далее для исключения влияния неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) кубы пористости и проницаемости задаются некоей постоянной величиной (например, как среднее значение по

модели, но вопрос не принципиальный, т. к. конкретная величина ФЕС, фигурирующая как константа, на значение связности влияния не оказывает). На втором этапе модель загружается в гидродинамический симулятор, между торцами модели задается перепад давления и оценивается дебит добывающей скважины (который будет равен приемистости нагнетательной скважины) на установившемся режиме течения с исследуемым кубом песчаности и единичным. Финальный коэффициент связности рассчитывается по вышеуказанной формуле (2), и он будет зависеть только от неоднородности распределения коллектора в объеме резервуара (рис. 3). Максимальные значения коэффициента связности будут означать, что перетоки флюида в модели будут максимально возможными, а минимальные значения связности будут означать, что гидродинамическая связь между торцами модели отсутствует и ячейки коллектора формируют разобщенные между собой тела. Промежуточные значения коэффициента связности будут определять значение дебита произвольных скважины в модели.

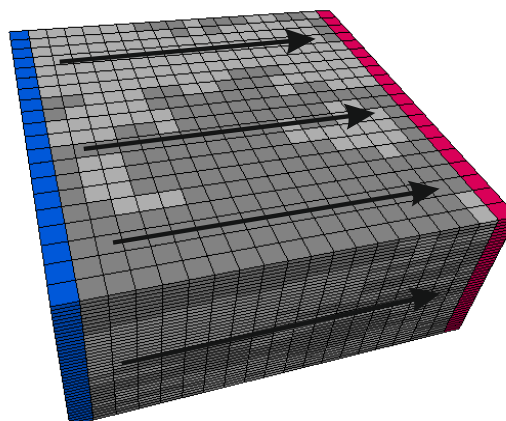


Рис. 3. Схема определения коэффициента связности коллектора. Синие ячейки – заданы нагнетательными, красные – добывающими. При этом градиент давления между этими ячейками сохраняется постоянным. Стрелками показано направление градиента давления. Темные ячейки – коллектор, светлые ячейки – неколлектор

Fig. 3. Estimation of connectivity coefficient scheme. Liquid is injected into blue cells, and produced from red ones. Pressure drop stays constant during the experiment. Arrows point out flow direction. Dark cells are reservoir, light ones are non-reservoir

Для оценки коэффициента связности при разных методах распределения коллектора в геологической модели, а также для изучения влияния неоднородности распределения коллектора была создана синтетическая геологическая модель. Размер модели 10×10 км, толщина 20 м. Модель была разбита на ячейки размером 100×100×0,5 м, таким образом, размерность модели составила $I \times J \times K$ 100×100×40 ячеек. Коэффициент пористости во всех ячейках был задан 0,15 д. ед., коэффициент проницаемости 100 мД. На основе этой геологической модели была создана фильтрационная модель со следующими параметрами:

- коэффициент пористости 0,15 д. ед.;
- коэффициент проницаемости 100 мД;
- фильтрация одной фазы (вода);
- вязкость воды 0,39 сП;
- перепад давления между добывающими и нагнетательными скважинами модели 40 атм.

Для оценки влияния различных эффектов, связанных с геометрией и характером течения в моделях, был проведен ряд расчётов, в которых исследовались режимы течения флюида в модели, влияние детальности и размера модели. Это было необходимо для оценки зависимости коэффициента связности от геометрии модели и, если зависимость есть, разработки методов её учета.

Влияние режима течения на коэффициент связности

В предложенном методе расчёта коэффициента связности возникает вопрос выбора режима течения флюида в модели. В реальных залежах, разбуренных по равномерной эксплуатационной сетке, поток флюида будет иметь скорее радиальный характер [14], а в способе расчёта, который предлагается, оценивается связность коллектора при линейном режиме течения. Для того чтобы оценить значимость этих различий, на примере построенной синтетической модели были оценены величины коэффициента связности на радиальном и линейном режиме течения при одном распределении коллектора в залежи (рис. 4). Для оценки коэффициента связности при радиальном режиме течения в модели была выбрана пятиточечная система разработки, которая характеризуется соотношением добывающих к нагнетательным скважинам 1:1. Такое же соотношение было предложено в синтетической модели. Коллектор в модели распределялся методом SIS с рангами вариограмм, изменяющимися от 1 до 8 км, с шагом 1 км и песчанистостью, изменяющейся от 0,1 до 0,9. На каждой итерации оценивался коэффициент связности на моделях с радиаль-

ным и с линейным режимами течения. Коэффициент корреляции между связностью, рассчитанной по радиальному и линейному режимам течения, составил 0,96, что позволяет сделать заключение о том, что коэффициент связности, рассчитанный по линейному режиму течения, будет обладать репрезентативностью. Плюсами данного подхода является отсутствие необходимости расстановки нагнетательных и добывающих скважин и возможность оценки параметра отдельно по направлениям I и J. Из недостатков следует отметить необходимость соблюдения прямоугольных границ модели. Учет непрямоугольности границ при расчёте линейного коэффициента связности – это тема дальнейших исследований.

Влияние размера модели на коэффициент связности

Для оценки влияния численной дисперсии гидродинамических симуляторов на величину коэффициента связности [15] был проведен ряд расчётов на синтетических моделях различной размерности, но заведомо большей, чем масштабы неоднородности коллектора. В синтетической модели методом SIS рассчитывалось распределение коллектора, радиус вариограммы задавался небольшой и составлял 500 и 1000 м, для исключения влияния неоднородности распределения коллектора. Неоднородность распределения коллектора оказывает влияние на статистические характеристики модели (средняя песчанистость, ранги экспериментальных вариограмм и т. п.), когда ранги вариограмм превосходят примерно половину размера модели [16]. Таким образом, выбранные ранги, много меньшие размеров модели, гарантированно позволят подобного влияния избежать. Далее исходная модель последовательно обрезалась таким образом, чтобы её размерность в одном направлении изменялась от 3 до 99 с шагом 1, и на каждой итерации рассчитывался коэффициент связности и оценивалось его отклонение от исходного (рис. 5).

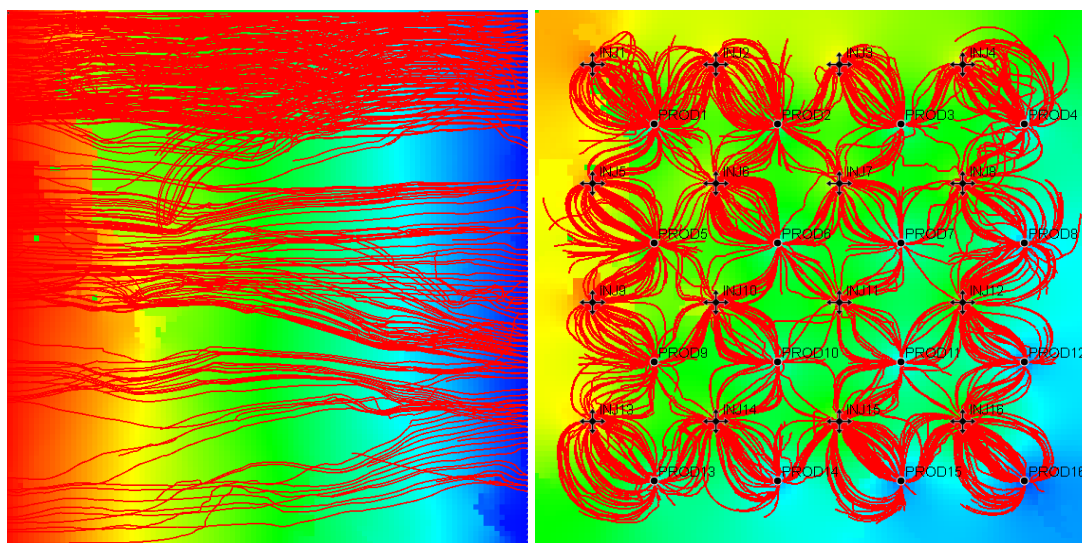


Рис. 4. Линии тока (красным) при оценке коэффициента связности с линейным (слева) и радиальным (справа) режимами течения. Цветом обозначено пластовое давление

Fig. 4. Streamlines (red) in models for connectivity coefficient estimation with linear (left) and radial (right) flow regimes. Color means reservoir pressure

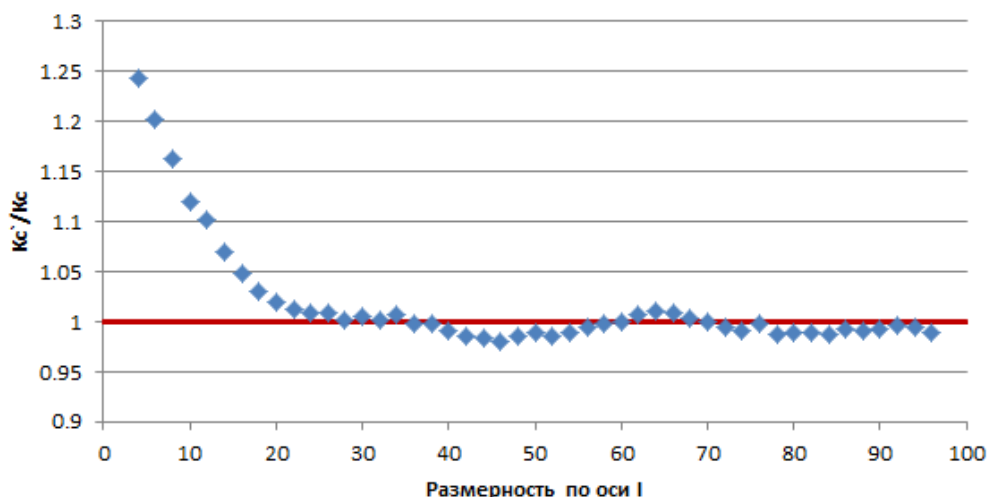


Рис. 5. Типичное отношение коэффициента связности в обрезанной модели (K_c') к коэффициенту связности исходной модели (K_c) в зависимости от размерности модели по оси I

Fig. 5. Typical connectivity coefficient values in cut and source models with relation to model size in I axis

Расчёты показали, что при размерности по оси I модели около 20–25 ячеек связность модели выходит на плато и колеблется в зависимости от того, какая часть тел оказывается отрезанной (рис. 5). Таким образом, эффект масштаба для геологических моделей не будет проявляться при размерности модели более 25 ячеек, при меньших значениях коэффициент связности будет оказываться завышенным.

Влияние размера ячейки на коэффициент связности

При оценке связности было сделано предположение, что результат, возможно, будет зависеть от размерности модели, что характерно для многих методов оценки параметров неоднородности геологических моделей [17].

Для оценки влияния эффекта было подготовлено три модели, исходная и две измельченных. Исходная размерностью 100×100 ячеек, в которой при помощи метода SIS моделировалось распределение коллектор–неколлектор, при этом параметры распределения выбирались следующие: вертикальный ранг состав-

лял 2 м, латеральный – 3,5 км, песчанность изменялась от 10 до 100 % с шагом 10 %. Такие параметры в среднем характеризуют залежи, сформированные в прибрежно-морских обстановках осадконакопления, которые являются характерными для большинства терригенных нефтегазоносных залежей Западной Сибири [18]. Пространство между торцами модели измельчалось в 4 и 16 раз при помощи ключевого слова CARFIN, что соответствует размеру ячейки 50×50 и 25×25 м.

Расчёты показали, что при одинаковом распределении коллектора результат определения коэффициента связности не зависит от размера ячеек, коэффициенты корреляции между коэффициентом связности, определенном на исходной модели и на измельченной в 4 и 16 раз, составили 1,00 в обоих случаях (рис. 6).

Таким образом, коэффициент связности геологических моделей будет зависеть только от выбранного метода распределения коллектора в модели и его параметров и не будет зависеть от размерности модели и размера ячеек.

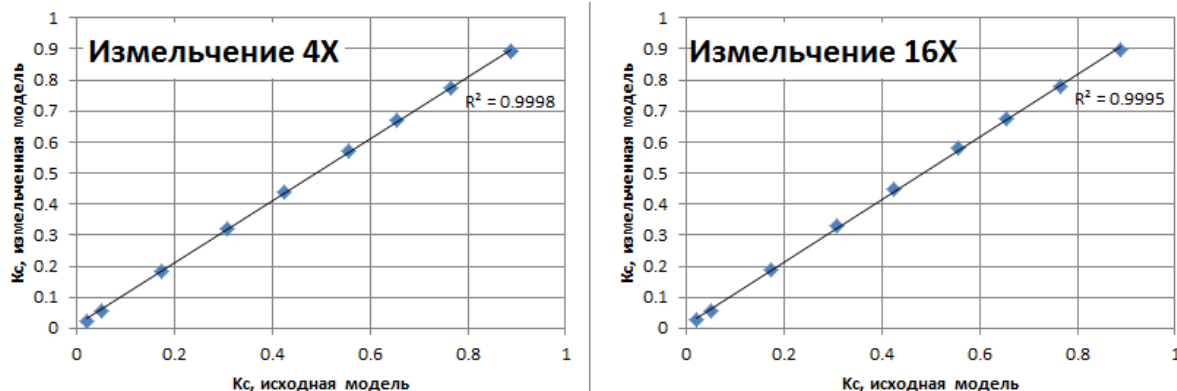


Рис. 6. Сравнение коэффициента связности в исходной и измельченных моделях

Fig. 6. Source and refined model connectivity coefficients comparison

Характеристика коэффициента связности для различных геологических моделей

Для понимания величин коэффициента связности и диапазонов их изменения в зависимости от различных параметров распределения и неоднородности коллектора в залежах нефти и газа была создана синтетическая модель, на которой оценивалась величина связности коллектора с разными латеральными и вертикальными радиусами, порогами и анизотропией вариограмм, а также с азимутом анизотропии. Для моделей, не обладающих изометричностью, оценивалась анизотропия коэффициента связности коллектора. На каждой итерации происходило моделирование куба литотипов методом SIS с заданными параметрами, далее рассчитывался куб песчаности, который выгружался и использовался для расчёта коэффициента связности напрямую через гидродинамическую модель. Список изменяемых параметров и диапазон их вариации приведены в табл. 1. Минимум и максимум для каждого параметра определялся значениями, характерными для месторождений нефти и газа [18, 19].

Таблица 1. Диапазон и шаг изменения параметров распределения коллектора в модели

Table 1. Parameters variation range and step for reservoir modelling

Параметр Parameter	Диапазон изменения Range	Шаг изменения Step
Главный ранг вариограммы Main variogram range	1–10 км/км	1 км/км
Второстепенный ранг вариограммы Secondary variogram range	1–10 км/км	1 км/км
Азимут вариограммы Variogram azimuth	0–90 градусов/degrees	10 градусов/degrees
Коэффициент песчаности NTG	0,1–0,9	0,1
Эффект самородков Nugget effect	0–0,9	0,1

Радиус вариограмм и песчаность

Радиус вариограмм и коэффициент песчаности задают изменчивость распределения коллектора в пространстве и поэтому напрямую влияют на гидродинамическую связность геолого-гидродинамических моделей [5]. Расчёты на синтетических моделях показали, что корреляция между коэффициентом связности и песчаностью достаточно высока и составляет 0,98, однако при одном значении песчаности наблюдается хорошая корреляция с латеральным рангом вариограмм (рис. 7).

При объединении обеих зависимостей было получено уравнение регрессии связности геологической модели с песчаностью и рангом вариограммы (3). Среднеквадратичная ошибка определения коэффициента связности составила менее 0,01 д.ед.

$$K_c = 1,21E - 5 \times L_r + (6,03E - 5 \times NTG^2 + 5,57E - 3 \times NTG - 0,133), \quad (3)$$

где K_c – коэффициент связности, д.ед; L_r – латеральный ранг вариограммы, м; NTG – песчаность модели, д. ед.

Осредненные значения коэффициента связности, полученные на 10 реализациях синтетической модели, сведены в табл. 2.

Таблица 2. Коэффициенты связности для разных значений песчаности и рангов вариограмм

Table 2. Connectivity coefficient values for different NTG and variogram ranges

Ранг, км/Песчаность, % Range, km/NTG, %	20	40	60	80
1	0,02	0,18	0,42	0,70
3	0,04	0,23	0,47	0,74
5	0,06	0,24	0,48	0,75
7	0,08	0,27	0,49	0,76

В целом исследования коэффициента связности для моделей с разными коэффициентами песчаности не подтверждают наличие порогового значения песчаности, который был установлен в работе Д. Ховадик и Дж. Лару [8]. Это подтверждается приведёнными ниже графиками коэффициента связности для 10 реализаций куба литологии, построенного с радиусом корреляции 3 км. Коэффициент связности во всех случаях плавно увеличивается от 0 до 1, в то время как степень связности, рассчитанная на основе теории перколяции, будет иметь явно S-образную форму с перегибом, примерно соответствующим точке предела протекания для трехмерных сеток (рис. 8). Такое поведение кривой перколяционной связности может быть объяснено тем, что теория перколяции подразумевает критический характер исследуемых процессов, в которых всегда будет зона нестабильности, выраженная на графике лавинообразным ростом исследуемых величин [15].

Анизотропия вариограмм

В ходе работ предполагалось, что анизотропия вариограмм может влиять на коэффициент связности за счёт снижения перетоков в поперечно расположенные ячейки коллектора, тем самым препятствуя потоку в направлении главной оси [20]. Для установления степени этого влияния был проведен анализ на синтетической модели, в которой главный ранг вариограммы менялся от 1 до 10 км, для каждого значения главного ранга второстепенный менялся от 1 км и до значения первого ранга. Таким образом, были просчитаны варианты анизотропных вариограмм с отношением первого ранга ко второму от 1 (отсутствие анизотропии) до 10 (вариограмма вытянута в 10 раз). Расчёты показали, что влияние анизотропии на связность не зависит от абсолютной величины рангов вариограмм, а зависит от песчаности модели и от величины отношения рангов главного ко второстепенному (рис. 9).

Эффект самородков

Увеличение величины эффекта самородков повышает неоднородность геологических моделей, и тем самым приводит к уменьшению связности моделей [20]. Для предельного случая с эффектом самородков, равным 1, распределение коллектора подчиняется

равномерному закону распределения и самокорреляция будет отсутствовать. Для исследования влияния эффекта самородков были проведены расчёты на синтетической модели с вертикальным рангом 3500 м и

песчаностью 50 %, в которой эффект самородков изменялся от 0 до 0,9 с шагом 0,1 д. ед. Для каждого значения эффекта самородка было рассчитано 10 равновероятных реализаций.

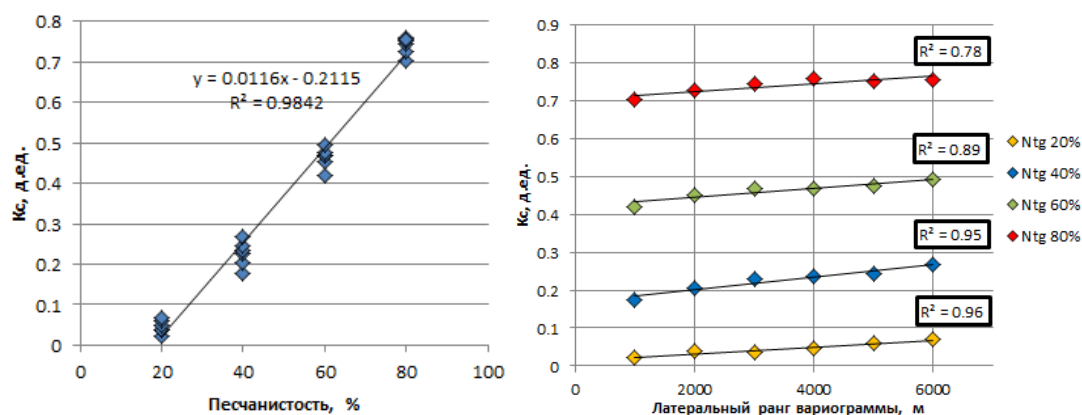


Рис. 7. Коэффициенты корреляции связности с песчаностью (слева) и с рангом вариограммы (справа)

Fig. 7. Correlation coefficient between connectivity, NTG (right) and variogram range (left)

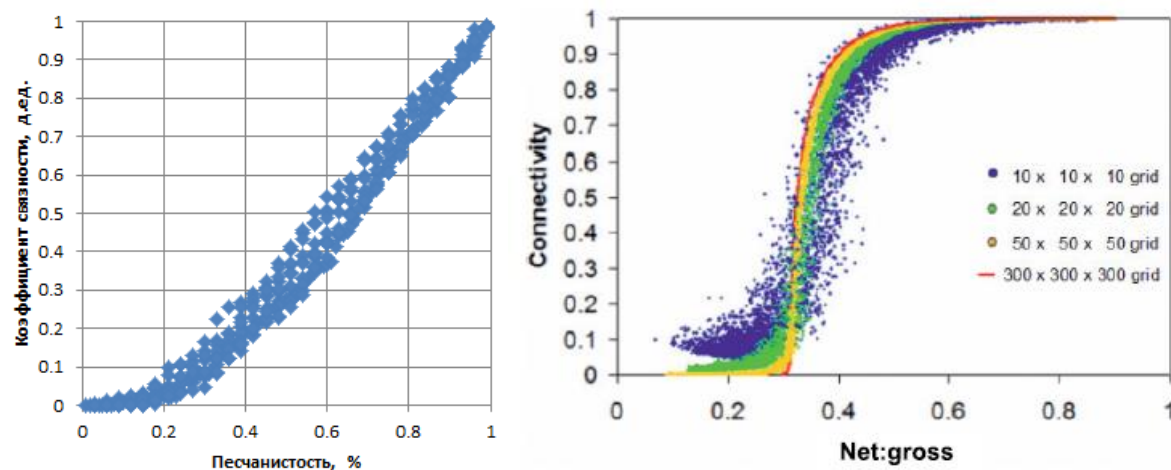


Рис. 8. Зависимость связности от песчаности, посчитанная по фильтрационной модели (слева) и на основе теории перколяции [8] (справа)

Fig. 8. Connectivity with relation to NTG estimated by simulator (left) and percolation theory methods [8] (right)

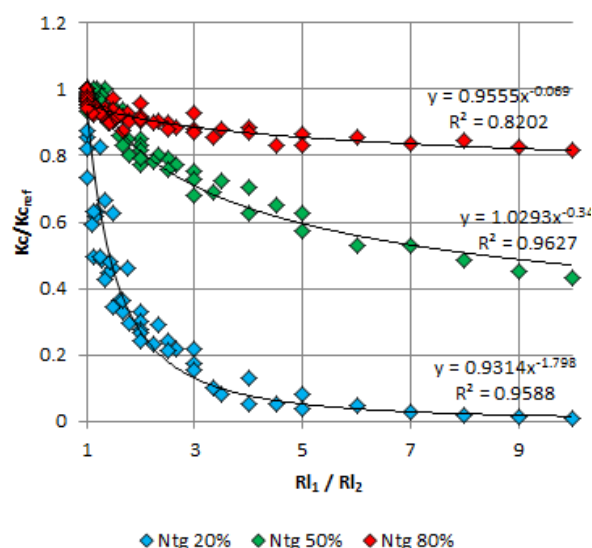


Рис. 9. Зависимость коэффициента связности от анизотропии вариограмм. Фильтрация вдоль направления первой вариограммы. K_c – коэффициент связности, $K_{c_{ref}}$ – коэффициент связности для изотропной вариограммы с данным рангом, RI_1 – латеральный ранг вариограммы в главном направлении, RI_2 – латеральный ранг вариограммы во второстепенном направлении

Fig. 9. Connectivity coefficient with relation to variogram anisotropy. Flow direction is along main variogram range. K_c – connectivity coefficient, $K_{c_{ref}}$ – connectivity coefficient for isotropic model, RI_1 – main variogram range, RI_2 – secondary variogram range

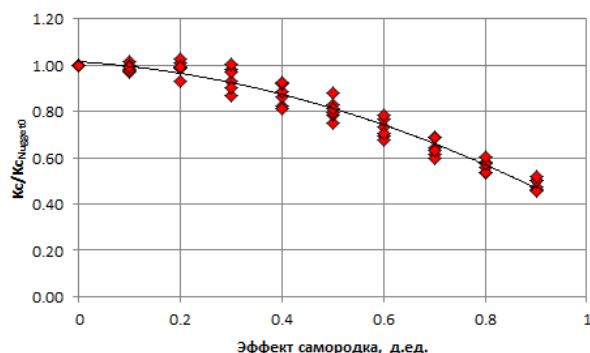


Рис. 10. Зависимость связности коллектора от эффекта самородка

Fig. 10. Connectivity coefficient with relation to nugget effect value

Расчёты показали, что при небольшом значении эффекта самородка, приблизительно до значения 0,2 д. ед., во-первых, не происходит снижения K_c , а во-вторых, возможно даже некоторое его увеличение за счёт появления связанных ячеек между ранее несвязанными телами. В рассчитанных моделях максимальное увеличение связности от повышения эффекта самородка составило 104 %. Далее связность коллектора монотонно снижается до значения примерно половины связности от исходной.

В дальнейших исследованиях связности геологических моделей планируется разработка методики для оценки коэффициента связности на статических моделях, что с одной стороны позволит экономить время на его оценку и с другой стороны позволит строить карты связности и оценивать этот параметр локально. Также планируется работа по оценке коэффициента связности для различных обстановок осадконакопления и взаимосвязи этого параметра с другими геологическими факторами, влияющими на внутреннее строение залежей нефти и газа.

Выводы

Предложен количественный способ оценки связности геолого-гидродинамических моделей. Коэффициент связности рассчитывается как отношение дебита через весь объем модели к опорному дебиту и имеет размерность долей единицы или процентов. Опор-

ный дебит рассчитывается на исследуемой модели, в которой куб песчаности во всех ячейках задан единичным. Предложенный параметр более показателен как характеристика неоднородности распределения, чем связность, рассчитанная методами, основанными на теории перколяции, поскольку позволяет учитывать степень связности дифференцировано. В отличие от методов оценки связности, основанных на анализе работы пар нагнетательных и добывающих скважин, предложенный метод позволяет получить оценку неоднородности на залежах без истории разработки и независимо от используемой системы разработки месторождения. Возможно два метода оценки коэффициента связности для модели: на линейном и радиальном режимах течения. Оба показателя тесно взаимосвязаны с коэффициентом корреляции, равным 0,96, при этом оценка коэффициента связности на линейном режиме течения позволяет оценить анизотропию распределения коллектора в различных направлениях. Исследования, проведенные на синтетических моделях, показали, что предложенный способ количественной оценки связности не будет зависеть от геометрии и размерности моделей, а будет зависеть только от взаиморасположения ячеек коллектора, таким образом он оказывается презентативным для любых геолого-гидродинамических моделей, используемых для проектирования разработки залежей.

Для оценки величин коэффициента связности были проведены расчёты на синтетических моделях, в которых распределения коллектора рассчитывалось методом последовательного индикаторного моделирования. Расчёты показали, что наибольшее влияние на коэффициент связности оказывает изменение параметров песчаности и эффекта самородков. Ранги вариограмм в статистически стационарной геологической модели, напротив, не оказывают значительного влияния на гидродинамическую неоднородность модели.

Предложенный коэффициент связности успешно используется авторами для классификации реализаций куба литотипов при мультивариантном моделировании и для выбора метода построения куба песчаности при детерминистическом моделировании.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новый адаптивный подход к геолого-гидродинамическому моделированию длительно разрабатываемых месторождений и залежей / Е.Н. Тараскин, И.С. Гутман, С.А. Руднев, А.З. Захарян, С.О. Урсегов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 78–83.
2. Дюбрюль О. Геоestatистика в нефтяной геологии. – М.: ИКИ, 2009. – 256 с.
3. Alabert F.G., Modot V. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities. SPE 24893 // 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. – Washington DC, USA, 1992. – С. 355–370.
4. Budding M.C., Paardekam A.H.M., Van Rossem S.J. 3D connectivity and architecture in sandstone reservoirs. SPE 22342 // SPE International Meeting on Petroleum Engineering. – Beijing, China, 1992. – P. 131–139.
5. Cosentino L. Integrated reservoir studies. – Paris: Editions Technip, 2001. – 310 p.
6. Kaviani D., Valko P., Jensen J. Application of the Multiwell productivity index-based method to evaluate interwell connectivity. SPE 129965 // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Lima, Peru, 2010. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-129965-MS> (дата обращения 23.09.2019).
7. Kaviani D., Jensen J. Reliable connectivity evaluation in conventional and heavy oil reservoirs: a case study from Senlac heavy oil pool, Western Saskatchewan. SPE 137504 // Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference. – Calgary, Canada, 2010. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-137504-MS> (дата обращения 16.10.2018).
8. Larue D.K., Hovadik J.M. Connectivity of channelized reservoirs: a modelling approach // Petroleum Geoscience. – 2006. – V. 12. – P. 291–308.
9. Salomao M.C. Analysis of flow in spatially correlated systems by applying the percolation theory. SPE 39039 // 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition. – Rio de Janeiro, Brazil, 1997. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-39039-MS> (дата обращения 08.10.2018).

10. Tian C., Horne R.N. Inferring interwell connectivity using production data. SPE-181556-MS // SPE annual Technical Conference and Exhibition. – Dubai, UAE, 2016. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-181556-MS> (дата обращения 27.08.2019).
11. Кадет В.В. Методы теории перколяции в подземной гидромеханике. – М.: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 96 с.
12. Эфрос А.Л. Физика и геометрия беспорядка. – М.: Изд-во «Наука», 1982. – 268 с.
13. Mashi M., King P.R., Nurafza P.R. Fast estimation of performance parameters in fractured reservoirs using percolation theory. SPE 94186 // SPE Europe/EAGE Annual Conference. – Madrid, Spain, 2005. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-94186-MS> (дата обращения 08.10.2018).
14. Fanjul J., Vicente M. Reservoir connectivity evaluation and upscaled model screening using streamline simulation. SPE 164312 // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – Manama, Bahrain, 2013. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-164312-MS> (дата обращения 02.10.2018).
15. Harpole K., Hearn C. The role of numerical simulation in reservoir management of a West Texas carbonate reservoir. SPE 10022 // International Petroleum Exhibition and Technical Symposium of the Society of Petroleum Engineers. – Beijing, China, 1982. – P. 759–775.
16. Закревский К.Е., Попов В.Л. Вариограмный анализ геологических тел // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 1. – С. 10–14.
17. Tang H., Liu N. Static connectivity and heterogeneity analysis and dynamic uncertainty estimation. IPTC 12877 // International Petroleum Technology Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2008. URL: <https://onepetro.org/conference-paper/IPTC-12877-MS> (дата обращения 16.10.2018).
18. Закревский К.Е. Об оценке горизонтального радиуса вариограмм // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 32–33.
19. Reynolds A. Dimensions of paralic sandstone bodies // AAPG Bulletin. – 1999. – V. 83. – № 2. – P. 211–229.
20. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов. – М.; Ижевск: ИКИ, 2011. – 400 с.

Поступила 14.07.2019 г.

Информация об авторах

Попов В.Л., главный специалист отдела геологического моделирования ОАО «ТомскНИПИнефть».

Поднебесных А.В., кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, докторант Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Пыльник С.В., кандидат физико-математических наук, главный специалист отдела моделирования ОАО «ТомскНИПИнефть».

UDC 553.984

DEFINITION AND DESCRIPTION OF THE OIL AND GAS RESERVOIR CONNECTIVITY COEFFICIENT

Viktor L. Popov¹,
PopovVL@tomsknpi.ru

Alexander V. Podnebesnykh²,
PodnebesnykhAV@mail.ru

Sergey V. Pylnik¹,
PopovVL@tomsknpi.ru

¹ JSC «TomskNIPIneft»,
72, Mira avenue, Tomsk, 634026, Russia.

² Ufa State Petroleum Technological University,
1, Cosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the research is caused by the need in quantitative evaluation of reservoir connectivity of models for classifying realizations in multivariant modelling and optimization of selection of methods and parameters for reservoir geomodelling.

The main aim of the research is to define connectivity coefficient and estimate its representative validity for different size and geometry models; to evaluate impact of reservoir heterogeneity parameters on connectivity coefficient value.

Objects of the research are geological and simulation models of oil and gas reservoirs.

Methods of the research are geological modelling and reservoir simulation, statistical analysis of the results of geomodeling and reservoir simulation.

Results. The paper briefly describes the existing methods for evaluating the connectivity of oil and gas reservoirs and new approach to connectivity estimation. New connectivity coefficient is defined as a ratio of model liquid rate to unit model liquid rate. Unit model means that net to gross ratio value for all cells is 1 and the model provides maximum possible liquid rate. The paper considers the impact of the model geometry and scale on the connectivity coefficient value. The authors have studied the relation of connectivity coefficient to net to gross ratio, variogram ranges and anisotropy, nugget effect. The connectivity coefficient was stated as a variable, which characterizes the ability of reservoir to pass fluid independent of absolute and relative permeability, porosity, transmissibility etc. The connectivity coefficient as opposed to percolation theory methods can provide continuous evaluation of fluid flow between model cells and does not require valid production history of reservoir.

Key words:

Geomodel, reservoir connectivity, connectivity coefficient, variogram, nugget effect, sequential indicator simulation, percolation, multiwell productivity index.

REFERENCES

1. Taraskin E.N., Gutman I.S., Zakharian A.Z., Ursegov S.O. New adaptive approach to geological and hydrodynamic modeling of fields and reservoirs with long production history. *Oil industry*, 2017, no. 6, pp. 78–83. In Rus.
2. Dubrule O. *Geostatistika v neftyanoy geologii* [Geostatistics in petroleum geology]. Moscow, IKI Publ., 2009. 256 p.
3. Alabert F.G., Modot V. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities. SPE 24893. *67th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE*. Washington DC, USA. 1992. pp. 355–370.
4. Budding M.C., Paardekam A.H.M., Van Rossem S.J. 3D connectivity and architecture in sandstone reservoirs. SPE 22342. *SPE International Meeting on Petroleum Engineering*. Beijing, China. 1992. pp. 131–139.
5. Cosentino L. *Integrated reservoir studies*. Paris, Editions Technip, 2001. 310 p.
6. Kaviani D., Valko P., Jensen J. Application of the Multiwell productivity index-based method to evaluate interwell connectivity. SPE 129965. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Lima, Peru, 2010. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-129965-MS> (accessed 23 August 2019).
7. Kaviani D., Jensen J. Reliable connectivity evaluation in conventional and heavy oil reservoirs: a case study from Senlac heavy oil pool, Western Saskatchewan. SPE 137504. *Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference*. Calgary, Canada, 2010. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-137504-MS> (accessed 16 October 2018).
8. Larue D.K., Hovadik J.M. Connectivity of channelized reservoirs: a modelling approach. *Petroleum Geoscience*, 2006, vol. 12, pp. 291–308.
9. Salomao M.C. Analysis of flow in spatially correlated systems by applying the percolation theory. SPE 39039. *5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition*. Rio de Janeiro, Brazil, 1997. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-39039-MS> (accessed 8 October 2018).
10. Tian C., Horne R.N. Inferring interwell connectivity using production data. SPE-181556-MS. *SPE annual Technical Conference and Exhibition*. Dubai, UAE, 2016. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-181556-MS> (accessed 27 August 2019).
11. Kadet V.V. *Metody teorii perkolyatsii v podzemnoy gidromekhanike* [Percolation theory methods in underground hydromechanics]. Moscow, TsentrLitNefteGaz Publ., 2008. 96 p.
12. Efros A.L. *Fizika i geometriya besporyadka* [Disorder physics and geometry]. Moscow, Nauka Publ., 1982. 268 p.
13. Mashi M., King P.R., Nurafza P.R. Fast estimation of performance parameters in fractured reservoirs using percolation theory. SPE 94186. *SPE Europec/EAGE Annual Conference*, Madrid, Spain, 2005. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-94186-MS> (accessed 8 October 2018).
14. Fanjul J., Vicente M. Reservoir connectivity evaluation and upscaled model screening using streamline simulation. SPE 164312. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Manama, Bahrain, 2013. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/SPE-164312-MS> (accessed 2 October 2018).

15. Harpole K., Hearn C. The role of numerical simulation in reservoir management of a West Texas carbonate reservoir. SPE 10022. *International Petroleum Exhibition and Technical Symposium of the Society of Petroleum Engineers*. Beijing, China, 1982. pp. 759–775.
16. Zakrevskiy K.E., Popov V.L. Variogram analysis of geological bodies. *Ekspozitsia Neft Gas*, 2018, no. 1, pp. 10–14. In Rus.
17. Tang H., Liu N. Static Connectivity and Heterogeneity Analysis and Dynamic uncertainty estimation. IPTC 12877 // *International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia, 2008. Available at: <https://onepetro.org/conference-paper/IPTC-12877-MS> (дата обращения 16.10.2018).
18. Zakrevskiy K.E. On the assessment of lateral range of the variograms. *Oil industry*, 2017, no. 11, pp. 32–33. In Rus.
19. Reynolds A., Dimensions of paralic sandstone bodies. *AAPG Bulletin*, 1999, vol. 83, no. 2, pp. 211–229.
20. Deutsch C.V. *Geostatisticheskoe modelirovanie kollektorov* [Geostatical reservoir modelling]. Moscow, Izhevsk, IKI Publ., 2011. 400 p.

Received: 14 July 2019.

Information about the authors

Viktor L. Popov, senior specialist, JSC «TomskNIPIneft».

Alexander V. Podnebesnykh, Cand. Sc., expert, Ufa State Petroleum Technological University.

Sergey V. Pyl'nik, Cand. Sc., senior specialist, JSC «TomskNIPIneft».

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректура и перевод на английский язык *С.В. Жаркова*
Дизайн обложки *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива
Валерия Касаткина

Руководство для авторов и образец оформления статьи: izvestiya.tpu.ru

Подписано к печати 29.01.2020. Формат 60х84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 25,82. Уч.-изд. л. 23,35.
Заказ 15-20. Тираж 500 экз.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ