

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 333, № 3, 2022

ИЗВЕСТИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ

Редакционная коллегия

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Белозеров В.Б., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Уленев О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)
Тойпель У., Dsc (Германия)
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)
Заворин А.С., д-р техн. наук (Россия)
Ханьялич К., Dsc (Нидерланды)
Маркович Д.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Алексеев С.В., д-р физ.-мат. наук (Россия)
Воропай Н.И., д-р техн. наук (Россия)
Кочегуров А.И., канд. техн. наук (Россия)
Руи Д., PhD (Португалия)
Зиатдинов Р.А., канд. физ.-мат. наук (Южная Корея)
Спицын В.Г., д-р техн. наук (Россия)
Муравьев С.В., д-р техн. наук (Россия)
Пойлов В.З., д-р техн. наук (Россия)
Лотов В.А., д-р техн. наук (Россия)
Софронов В.Л., д-р хим. наук (Россия)
Бузник В.М., д-р хим. наук (Россия)
Захаров Ю.А., д-р хим. наук (Россия)
Антипенко В.Р., д-р хим. наук (Россия)
Голик В.И., д-р техн. наук (Россия)
Абуталипова Е.М., д-р техн. наук (Россия)
Полищук В.И., д-р техн. наук (Россия)
Хамитов Р.Н., д-р техн. наук (Россия)
Зюев А.М., д-р техн. наук (Россия)
Третьяк А.Я., д-р техн. наук (Россия)
Арбузов С.И., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Ковалев В.З., д-р техн. наук (Россия)
Романенко С.В., д-р хим. наук (Россия)
Кириянова Л.Г., канд. филос. наук (Россия)
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, 2022

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

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

Учредителем является Томский политехнический университет.

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

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

«Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» публикует оригинальные работы, обзорные статьи, очерки и обсуждения, охватывающие последние достижения в области геологии, разведки и добычи полезных ископаемых, технологии транспортировки и глубокой переработки природных ресурсов, энергоэффективного производства и преобразования энергии на основе полезных ископаемых, а также безопасной утилизации геологических объектов.

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

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

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

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

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

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

Окончательное решение по публикации статьи принимает главный редактор журнала.

Все материалы размещаются в журнале на бесплатной основе.

Журнал издается ежемесячно.

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

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

Volume 333, № 3, 2022

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

Editorial Board

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)
Belozherov V.B., Dr. Sc. (Russia)
Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)
Silkin V.M., PhD (Spain)
Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)
Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)
Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)
Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)
Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)
Teipel U., Dsc (Germany)
Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)
Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)
Hanjalic K., Dsc (Netherlands)
Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)
Aleksenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)
Rui D., PhD (Portugal)
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)
Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Lotov V.A., Dr. Sc. (Russia)
Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)
Bouznik V.M., Dr. Sc. (Russia)
Zakharov Yu.A., Dr. Sc. (Russia)
Antipenko V.R., Dr. Sc. (Russia)
Golik V.I., Dr. Sc. (Russia)
Abutalipova E.M., Dr. Sc. (Russia)
Polishchuk V.I., Dr. Sc. (Russia)
Khamitov R.N., Dr. Sc. (Russia)
Zyuzev A.M., Dr. Sc. (Russia)
Tretiak A.Ya., Dr. Sc. (Russia)
Arbuzov S.I., Dr. Sc. (Russia)
Kovalev V.Z., Dr. Sc. (Russia)
Romanenko S.V., Dr. Sc. (Russia)
Kiryanova L.G., Cand. Sc. (Russia)
Glazyrin A.S., managing editor, Dr. Sc. (Russia)

AIMS AND SCOPES

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

The journal was founded in 1903.

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

ISSN (print) – 2500-1019

ISSN (on-line) – 2413-1830

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

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

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

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

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

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

The publication of manuscripts is free of charge.

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

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

- Химический состав нефти Крапивинского месторождения (сообщение 5)**
Чешкова Т.В., Коваленко Е.Ю., Сагаченко Т.А., Мин Р.С.
- Тенденции и перспективы использования энергетических углей Восточной Сибири**
Такайшвили Л.Н., Агафонов Г.В.
- Естественные радионуклиды (^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th) в депонирующих средах (территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевого солей)**
Перевошчиков Р.Д.
- Применение комплекса геофизических методов для обследования земляной плотины водохранилища К-25 в Республике Казахстан**
Ахметов Е.М., Асемов К.М., Муканова Б.Г., Миргалыкызы Т., Аширов Б.М., Жолдыбаев А.К.
- Влияние ультразвукового излучения на кинетику процесса щелочной переработки алюминиевых отходов**
Новиков А.С., Мостовщиков А.В.
- Техногенные микросферы в поверхностном осадке урбанизированных территорий**
Илгашева Е.О.
- Разработка интеллектуальной станции управления для установок штанговых глубинных насосов**
Пачин М.Г., Яшин А.Н., Бодылев А.С., Хакимьянов М.И.
- Миграционные формы основных ионов в подземных водах угленосных отложений Кузбасса с акцентом на соединения с гумусовыми кислотами (по результатам моделирования)**
Лепокурова О.Е., Трифонов Н.С., Домрочева Е.В.
- Проблематика применения газовых методов повышения нефтеотдачи на Ванкорском месторождении**
Григорьев Р.С., Шарф И.В., Шарф К.А.
- Geophysical explorations by resistivity and induced polarization methods for the copper deposit, South Khorasan, Iran**
Shirazy Ad., Hezarkhani A., Shirazy Ar., Timkin T.V., Voroshilov V.G.
- Химический состав вод малых водотоков Кугдинского массива и его обрамления (Восточная Сибирь)**
Солдатова Е.А., Торопов А.С., Сидкина Е.С., Конышев А.А., Иванова И.С.
- Анализ конструкций нефтяных и газовых скважин с целью выявления перспективных направлений дальнейших исследований**
Тихонов А.С., Ковалев А.В.
- Обоснование внедрения технологии циклического заводнения на геологически неоднородном объекте нефтяного месторождения Пермского края**
Илюшин П.Ю., Балдина Т.Р., Санникова Н.С., Равелев К.А.
- Анализ методов расчета теплоотдачи между хладоносителем в замораживающей колонке и окружающими породами**
Семин М.А., Головатый И.И., Бородавкин Д.А.
- Моделирование процесса пропитки обмоток электродвигателей общепромышленного применения, используемых в нефтедобывающей и горнодобывающей промышленности**
Смирнов Г.В.
- Реконструкция изменений стратосферного озона в таёжной зоне на основе сингулярного спектрального анализа**
Зуев В.В., Бондаренко С.Л., Устинова И.Г.
- Chemical composition of petroleum from Krapivinskoe oilfield (message 5)**
Cheshkova T.V., Kovalenko E.Yu., Sagachenko T.A., Min R.S.
- Trends and prospects for using energy coals of Eastern Siberia**
Takaishvili L.N., Agafonov G.V.
- Naturally occurring radionuclides (^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th) in the environment (Verkhnekamskoe deposit of potassium-magnesium salts)**
Perevoshchikov R.D.
- Application of the complex of geophysical methods to investigate the K-25 reservoir earth dam in the Republic of Kazakhstan**
Akhmetov Ye.M., Assemov K.M., Mukanova B.G., Mirgalikyzy T., Ashirov B.M., Zholdybaev A.K.
- Influence of ultrasonic radiation on the kinetics of alkaline processing of aluminum waste**
Novikov A.S., Mostovshchikov A.V.
- Technogenic microspheres in surface sediments of urban areas**
Ilgasheva E.O.
- Development of an intelligent control station for rod pumps**
Pachin M.G., Yashin A.N., Bodylev A.S., Khakimyanov M.I.
- Migration forms of basic ions in groundwater of coal-bearing sediments of Kuzbass with a focus on compounds with humic acids (by simulation results)**
Lepokurova O.E., Trifonov N.S., Domrocheva E.V.
- Problems of applying gas method of enhanced oil recovery in Vankor oil field**
Grigoryev R.S., Sharf I.V., Sharf K.A.
- Применение геофизических методов удельного электрического сопротивления и вызванной поляризации при поиске медных руд, Южный Хорасан, Иран**
Ширази Ад., Хезархани А., Ширази Ар., Тимкин Т.В., Ворошилов В.Г.
- Chemical composition of the small watercourses of the Kugda massif and its margin (Eastern Siberia)**
Soldatova E.A., Toropov A.S., Sidkina E.S., Konyshv A.A., Ivanova I.S.
- Analysis of oil and gas well casing designs in order to identify promising areas for further research**
Tikhonov A.S., Kovalev A.V.
- Justification of the introduction of cyclic waterflooding technology at a geologically heterogeneous formation of the oil field in the Perm Krai**
Ilyushin P.Yu., Baldina T.R., Sannikova N.S., Ravelev K.A.
- Analysis of methods for calculating heat transfer between brine in the freezing pipes and surrounding soils**
Semin M.A., Golovaty I.I., Borodavkin D.A.
- Modeling the impregnation of electric motor windings of general industrial applications used in the oil and mining industries**
Smirnov G.V.
- Reconstruction of changes in stratospheric ozone in taiga forests based on the singular spectral analysis**
Zuev V.V., Bondarenko S.L., Ustinova I.G.

- | | | |
|---|------------|---|
| Результаты промышленного внедрения и перспективы применения технологии бесподходных кислотных обработок
Дерендяев Р.А. | 184 | Results of industrial implementation and prospects of application of advanced acid treatment technology
Derendyaev R.A. |
| Эрозия почв при снеготаянии в агроландшафтах юга Томской области: факторы развития, интенсивность и динамика
Евсеева Н.С., Петров А.И., Квасникова З.Н., Каширо М.А., Хон А.В. | 196 | Soil erosion during snowmelting in agricultural landscapes of the south of the Tomsk region: development factors, intensity and dynamics
Evseeva N.S., Petrov A.I., Kvasnikova Z.N., Kashiro M.A., Khon A.V. |
| Оптимизация разработки участка Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения с помощью уплотнения фонда скважин, влияние параметра неоднородности на разработку, применение моделирования в PETREL и tNAVIGATOR
Буланов Н.С., Зедгенизов А.В. | 206 | Optimization of development of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field by using well functions, influence of heterogeneity parameter on development, application of modeling in Petrel and tNavigator
Bulanov N.S., Zedgenizov A.V. |
| Методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения на примере Восточно-Мессояхского месторождения
Ильясов И.Р. | 217 | Methodology for polymer flooding efficiency evaluation on example of East-Messoyakhskoe oil field
Ilyasov I.R. |

УДК 665.613+617:550.84

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СООБЩЕНИЕ 5)

Чешкова Татьяна Викторовна¹,
chtv12@mail.ru

Коваленко Елена Юрьевна¹,
kovalenko@ipc.tsc.ru

Сагаченко Татьяна Анатольевна¹,
dissovet@ipc.tsc.ru

Мин Раиса Сергеевна¹,
lgosn@ipc.tsc.ru

¹ Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4.

Актуальность. Накопление данных о строении асфальтенов метанонафтеновой нефти месторождения Крапивинское из верхнеюрских отложений на территории Томской области является одним из условий, необходимых для решения проблем, связанных с ее добычей, транспортом и переработкой.

Цель: изучить состав асфальтенов нефти Крапивинского месторождения с использованием реакции окисления, катализируемой ионами рутения.

Объект: высокомолекулярная фракция асфальтенов, составляющих основную массу асфальтеновых компонентов крапивинской нефти (87,9 % отн.).

Методы: селективная химическая деструкция связей $C_{ар}-C$ с использованием реакции окисления, катализируемой ионами рутения, хроматомасс-спектрометрия.

Результаты. Установлено, что в составе высокомолекулярных асфальтенов метанонафтеновой нефти присутствуют фрагменты, связанные с ядром их молекул через мостики $C_{ар}-C$, и окклюдируемые соединения. Ковалентно связанные фрагменты представлены *n*-алканами состава C_5-C_{18} , ароматическими структурами бифенильного типа и нафталинами, расположенными в периферийной части асфальтеновых молекул. Среди окклюдируемых соединений идентифицированы *n*-алканы, алкилциклоалканы, стераны, терпаны, алкилбензолы, нафталины, фенантрены, флуорены, пирен, хризен, флуорантен, дифенилы, фенилнафталины, дибензотиофены, бензонафтоотиофены, индол, карбазол, хинолин, бензохинолины, фенолы, дибензофураны и бензонафтофураны. Насыщенные УВ – типичные биологические маркеры, захвачены в полые ячейки макромолекулярных образований асфальтенов в процессе крекинга керогена. Ароматические УВ и гетероорганические соединения являются продуктами термической деструкции асфальтенов-родоначальников и блокируются геомacroмолекулами на более поздних стадиях формирования их макроструктуры. Полученная информация расширяет представления о строении асфальтенов нефтяных дисперсных систем и может быть использована для построения гипотетической модели их молекул.

Ключевые слова:

Высокомолекулярные асфальтены, окисление, ионы рутения, структурные фрагменты, окклюдируемые соединения, состав.

Введение

Настоящая работа является продолжением исследований по характеристике молекулярной структуры асфальтеновых компонентов метанонафтеновой нефти Крапивинского месторождения Томской области, которое является одним из наиболее крупных в регионе (балансовые запасы 36,5 млн т [1]) и в настоящее время активно разрабатывается. Интерес к таким исследованиям обусловлен главным образом тем, что состав и строение нефтяных асфальтенов в значительной степени определяют эффективность процессов добычи, транспортировки и переработки жидких углеводородов. Для описания химической природы асфальтенов широко используют элементный и микроэлементный анализы [2], рентгеновскую дифракцию [3, 4], ядерный магнитный резонанс [5–8], инфракрасную спектроскопию [8–10] и различные варианты масс-спектрометрии высокого разрешения [11–13]. Однако получить детальную информацию о структуре молекул асфальтенов с помощью физико-химических методов практиче-

ски невозможно. Поэтому на современном этапе для углубленного исследования состава и строения асфальтенов все большее распространение получают методы, которые позволяют направленно расщеплять их макромолекулы на фрагменты, поддающиеся идентификации, но хранящие информацию об исходной структуре, а в некоторых случаях и о форме связанности. К таким методам относится деструкция с использованием селективных химических реакций [14]. Метод позволяет установить детали строительных «блоков» геомacroмолекул, в частности получить данные о составе фрагментов, связанных в их макроструктуре посредством $C-S$, $C-O$ и $C_{ар}-C$ мостиков [14–18]. Результаты таких исследований имеют значение для развития представлений о химической природе асфальтеновых веществ и их роли в построении нано- и макроструктур углеродсодержащих систем и будут способствовать более глубокому пониманию процессов, происходящих при добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья.

Ранее нами было показано, что в составе асфальтенов метанонафтеновой нефти Крапивинского месторождения присутствуют высоко- и низкомолекулярные компоненты и соединения, адсорбированные и/или окклюдируемые их молекулами [1]. Изучен состав «S- и O-связанных» фрагментов в структуре асфальтенов различной молекулярной массы и установлено, что основными представителями «серосвязанных» и «эфиро-связанных» соединений являются алканы нормального и разветвленного строения, моноциклические и полициклические нафтены, моно-, би-, три-, тетра- и пентациклические ароматические углеводороды, дибензотиофены и n-алкановые кислоты.

Цель настоящего исследования – изучение состава асфальтенов нефти Крапивинского месторождения с использованием реакции окисления, катализируемой ионами рутения – «Ru ion catalyzed oxidation» (RICO) [17, 19–25].

Суть RICO заключается в избирательном окислении углерода ароматических циклов до CO₂ и/или карбоксильных групп без нарушения структурной целостности алифатических и нафтеновых фрагментов. Анализ продуктов RICO позволяет получить информацию о наличии и длине n-алкильных фрагментов, связанных с ароматическим ядром молекул асфальтенов (C_{ар.}-C), о наличии и длине алкильных мостиков между ароматическими блоками, наличии нафтоароматических фрагментов, а также о характере конденсации ароматических колец (рис. 1).

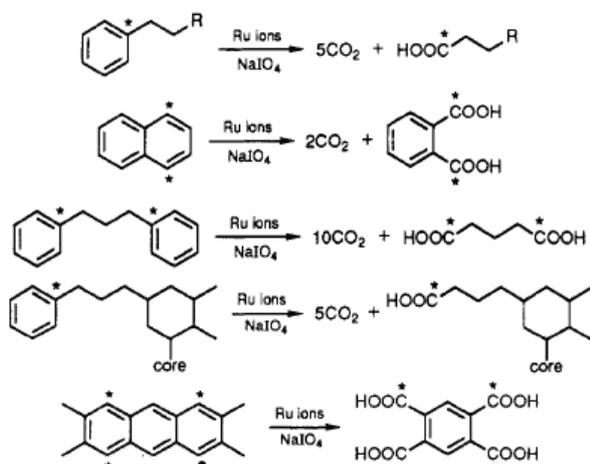


Рис. 1. Типичные реакции RICO для ароматических углеводородов [17, 19–25]

Fig. 1. RICO reactions, characteristic for aromatic hydrocarbons [17, 19–25]

Кроме того, в результате изучения реакции может быть получена информация о составе соединений, захваченных в межслоевое пространство асфальтенов в процессе формирования нефтяных систем [14].

Экспериментальная часть

Объект исследования – фракция высокомолекулярных асфальтенов, составляющих основную массу асфальтеновых компонентов крапивинской нефти (87,9 отн. %) [1].

RICO асфальтенов проводили путем перемешивания смеси асфальтенов (0,3 г), четыреххлористого углерода (20 мл), ацетонитрила (20 мл), воды (20 мл), метапериодата натрия (3,4 г) и трихлорида рутения (10 мг) в течение 24 часов при комнатной температуре. По окончании реакции смесь органической и водной фаз разделяли на делительной воронке. Водную фазу экстрагировали четыреххлористым углеродом до исчезновения окрашивания растворителя. Экстракт объединяли с органической фазой, полученный раствор промывали водой, осушали сульфатом натрия, растворитель отгоняли. Концентрат органических соединений метилировали раствором BF₃/MeOH (12 %) по методике, описанной в работе [24].

Состав продуктов метилирования определяли методом хроматомасс-спектрометрии (ГХ–МС). Исследования осуществляли на приборе Hewlett Packard 6890/5973. Разделение соединений проводили на кварцевой капиллярной колонке (l=30 м, d=0,25 мм, газ носитель – гелий) с неподвижной фазой HP-1-MS в режиме программированного подъема температуры от 100 (изотерма в течение 3 мин) до 310 °С со скоростью 3 град/мин и выдержкой при этой температуре 30 мин. Масс-спектры получали при ионизирующем напряжении 70 эВ и температуре источника 250 °С.

Качественную идентификацию соединений проводили путем реконструкции структур с использованием молекулярных и характеристических фрагментных ионов, а также с привлечением литературных данных и данных компьютерной библиотеки масс-спектров Национального института стандартов и технологий (NIST).

Результаты и их обсуждение

Анализ ГХ–МС продуктов RICO высокомолекулярных асфальтенов крапивинской нефти показывает, что они представлены смесью окисленных и неокисленных соединений.

В составе окисленных соединений определены метиловые эфиры n-алкановых кислот, ароматические монокарбоновые кислоты, фталевый ангидрид (1,3-изобензофурандион) и его метил- и диметилпроизводные.

Большую часть окисленных соединений составляют предельные монокарбоновые кислоты, идентифицированные в форме метиловых эфиров, состава C₆–C₁₉ (рис. 2). Их наличие в анализируемой смеси свидетельствует о том, что в структуре высокомолекулярных асфальтенов крапивинской нефти присутствуют алкильные группы, непосредственно присоединенные к ароматическому ядру их молекул (рис. 1). В качестве таких групп выступают линейные парафиновые цепи с числом атомов углерода от 5 до 18.

Ароматические монокарбоновые кислоты, идентифицированные в продуктах окисления, представлены бензойными кислотами (рис. 2, 3). Их образование указывает на наличие в молекулярной структуре исследуемых асфальтенов ароматических фрагментов бифенильного типа [17]. Присутствие данного типа кислот в свободном виде может быть связано с особенностями используемого для метилирования раствора BF₃/MeOH. В работе [25] сообщается, что реак-

ционная способность данного метилирующего агента в отношении ароматических кислот ниже, чем в отношении жирных кислот. Установленные монокарбоновые кислоты ароматического ряда представлены бензойной (M^+ , m/z 122, рис. 3, а, пик 1), 3-метил- (M^+ , m/z 136, рис. 3, а, пик 2) и 4-метилбензойными

кислотами (M^+ , m/z 136, рис. 3, а, пик 3). Их идентификация основана на наличии в соответствующих масс-спектрах характеристических ионов, образующихся в результате последовательного выброса из M^+ частиц OH , CO и C_2H_2 [пики с m/z 119, 91 и 65 для 3-метилбензойной кислоты] (рис. 3, б) [26].

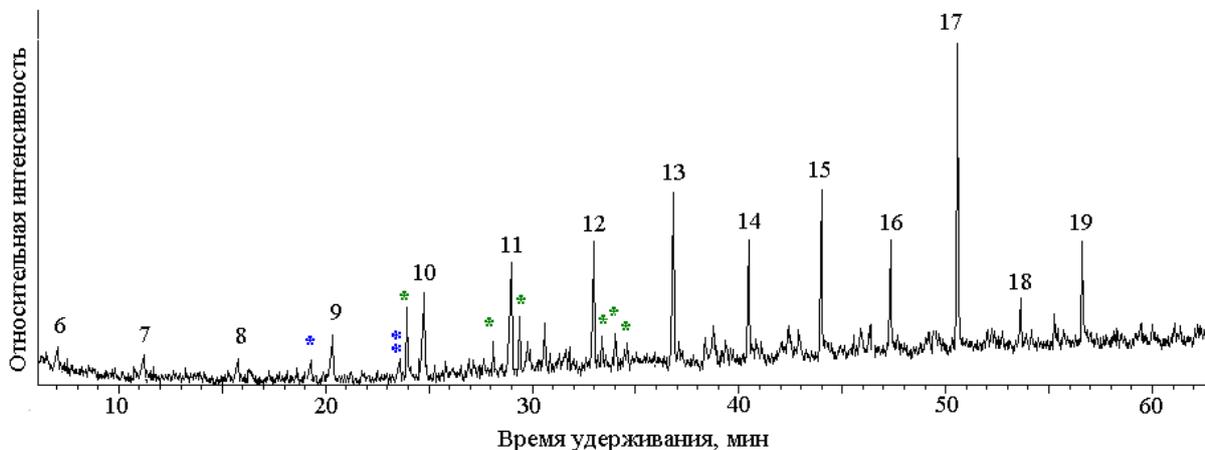


Рис. 2. Масс-хроматограмма по полному ионному току продуктов RICO высокомолекулярных асфальтенов крапивинской нефти; 6–19 – метиловые эфиры алифатических монокарбоновых кислот (цифры – количество атомов углерода; * – бензойная и метилбензойные кислоты; * – фталевый ангидрид, метил- и диметилпроизводные фталевого ангидрида)

Fig. 2. Total ion current (TIC) mass-chromatogram of RICO products of high molecular weight asphaltenes of Krapivinskaya oil; 6–19 – methyl esters of aliphatic monocarboxylic acids (numerical symbol is the number of carbon atoms; * – benzoic and methylbenzoic acids; * – phthalic anhydride, methyl and dimethyl derivatives of phthalic anhydride)

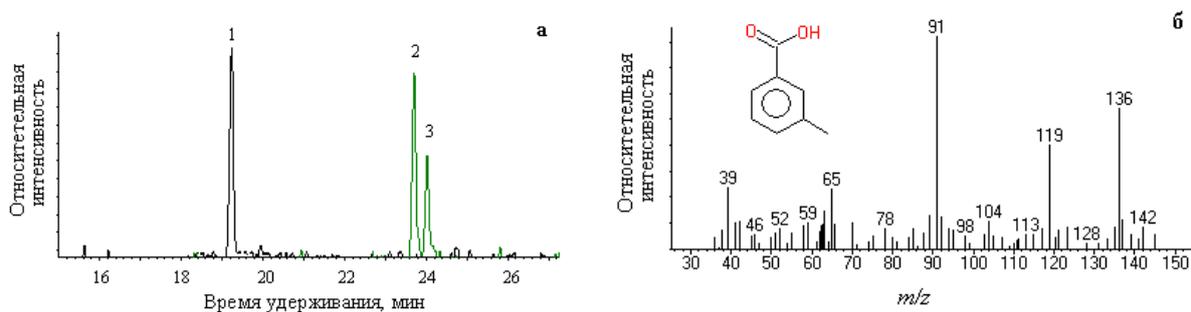


Рис. 3. Масс-хроматограмма продуктов разрушения связей $C_{ar}-C$ в макромолекулах высокомолекулярных асфальтенов по ионам m/z 105 и m/z 119 (а), пики 1–3 – бензойная, 3-метил- и 4-метилбензойные кислоты) и индивидуальный масс-спектр 3-метилбензойной кислоты (б)

Fig. 3. Mass-chromatogram of the products of destruction of $C_{ar}-C$ bonds in macromolecules of high molecular weight asphaltenes for m/z 105 and m/z 119 ions (а), peaks 1–3 – benzoic, 3-methyl- and 4-methyl benzoic acids) and individual mass spectrum of 3-methylbenzoic acid (b)

Присутствие в составе продуктов RICO фталевого ангидрида (рис. 2) свидетельствует об образовании ароматической двухосновной кислоты, содержащей две карбоксильные группы в орто-положении одна к другой. В условиях ГХ–МС анализа 1,2-бензолдикарбоновая кислота, которая считается основным продуктом окисления нафталина [19, 21], подвергается дегидратации с образованием 1,3-изобензофурандиона [26, 27]. Он легко идентифицируется благодаря наличию пиков ионов с массой ($M-44$) и ($M-72$). Эта пара пиков, соответствующих отрыву CO_2 и C_2O_3 , может появиться лишь в спектре ангидрида кислоты [28]. Наличие интенсивных фрагментных ионов m/z 104, 118 и 132 в масс-спектрах соединений 1, 2–3 и 4–6, соответственно, позволило

идентифицировать в составе окисленных продуктов 1,3-изобензофурандион (M^+ , m/z 148), его метил- (M^+ , m/z 162) и диметилпроизводные (M^+ , m/z 176, рис. 4). Эти масс-спектры были использованы для установления структуры ароматических дикарбоновых кислот: 1,2-бензолдикарбоновой кислоты, 3- и 4-метил-, 4,5-диметил-, 3,6-диметил- и 3,4-диметил-1,2-бензолдикарбоновых кислот.

Неокисленные продукты RICO представлены смесью насыщенных и ароматических УВ и гетероорганических соединений. В составе насыщенных УВ идентифицированы n-алканы от C_{14} до C_{37} , алкилциклопентаны и алкилциклогексаны от C_{16} до C_{27} и от C_{18} до C_{26} соответственно, $C_{27}-C_{30}$ стераны и $C_{27}, C_{29}-C_{33}$

терпаны, в составе ароматических УВ – C_{10} – C_{26} н-алкилбензолы, C_0 – C_3 дифенилы, C_2 – C_3 нафталины, фенилнафталины, C_0 – C_1 фенантрены, C_0 – C_1 флуорены, хризен, пирен и флуорантен. Среди гетероорганиче-

ских соединений определены C_0 – C_1 дибензотиофены, бензонафтотиофены, индол, карбазол, хинолин и бензохинолины, C_0 – C_2 фенолы, C_0 – C_2 дибензофураны, бензонафтофураны.

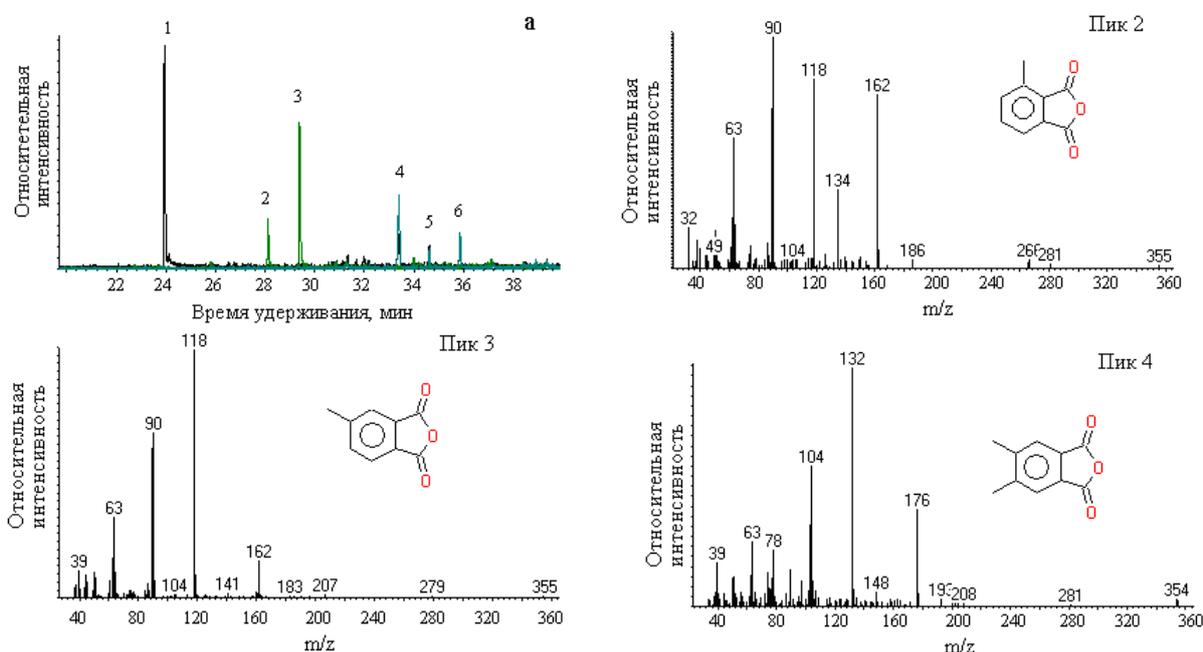


Рис. 4. Масс-хроматограмма продуктов разрушения связей C_{ar} – C в макромолекулах высокомолекулярных асфальтенов по ионам с m/z 104, 118 и 132 (а). Пики: 1 – фталевый ангидрид; 2, 3 – 3- и 4-метилфталевые ангидриды; 4–6 – 4,5-, 5,6- и 4,7-диметил-1,3-изобензофурандионы и масс-спектры 3-метилфталевого ангидрида (пик 2); 4-метилфталевого ангидрида (пик 3); 5,6-диметил-1,3-изобензофурандиона (пик 4)

Fig. 4. Mass-chromatogram of the products of destruction of C_{ar} – C bonds in macromolecules of high molecular weight asphaltenes for m/z 104, 118, and 132 ions (a). Peaks: 1 – phthalic anhydride; 2, 3 – 3-, 4-methylphthalic anhydrides; 4–6 – 4,5-, 5,6- and 4,7-dimethyl-1,3-isobenzofurandione and mass spectra of 3-methylphthalic anhydride (peak 2); 4-methylphthalic anhydride (peak 3); 5,6-dimethyl-1,3-isobenzofurandione (peak 4)

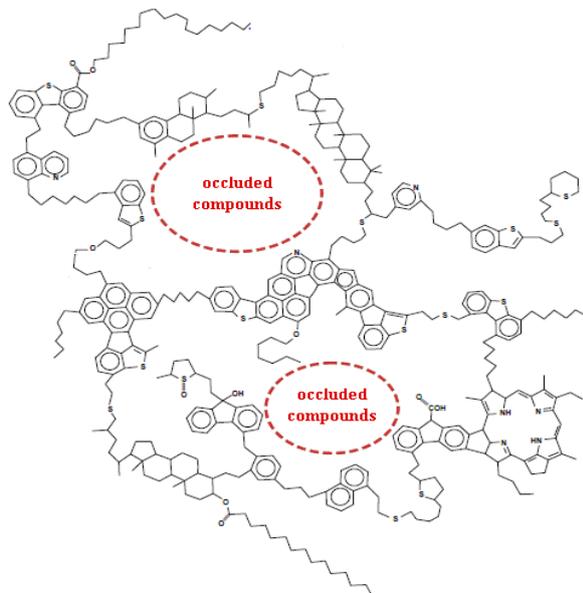


Рис. 5. 2D рисунок ковалентно связанных фрагментов, содержащих мономер асфальтена, показывающий потенциальные местоположения окклюдируемых молекул [14]

Fig. 5. 2D drawing of covalently bonded fragments containing asphaltene monomer showing potential locations of occluded molecules [14]

Идентифицированные соединения не участвуют в образовании ковалентной связи. Они захвачены в свободные пространства сложной макромолекулярной структуры асфальтенов (рис. 5).

Окисление, катализируемое ионами рутения, разрушает структурную сетку геомакромолекул, способствуя тем самым высвобождению окклюдируемых соединений [1, 29]. Блокированные молекулы в значительной степени защищены от влияния каталитических, микробиальных и химических процессов, протекающих в нефтяной системе [14], что делает их полезными геохимическими маркерами для характеристики условий осадконакопления материнских пород, отслеживания путей миграции нефтей и выявления процессов их преобразований в коллекторе [30]. Соединения-«гости» имеют сложное происхождение. Часть из них является продуктом термического разложения керогена и захвачена асфальтенами – структурными фрагментами керогена – на ранних стадиях своего образования. Эти окклюдируемые соединения наследуют природу исходной биомассы. К биологическим маркерам традиционно относят н-алканы, н-алкилциклогексаны, стераны и терпаны. Их наличие установлено среди окклюдируемых компонентов таких геомакромолекул, как кероген, асфальтены и природные битумы [9, 29–33].

Присутствующие в неокисленных продуктах *RICO* ароматические УВ и гетероорганические соединения, вероятнее всего, являются продуктами термического разложения геомакромолекул при температуре залегающей нефти [34] и, как следствие, захвачены асфальтенами на более поздних стадиях формирования их макроструктуры [29].

Заключение

Таким образом, использование *RICO* позволило установить, что в составе высокомолекулярных асфальтенов метаноафтеновой нефти Крапивинского месторождения присутствуют фрагменты, соединенные с ароматическим ядром их молекул посредством мостиков $C_{ар}-C$, и соединения, захваченные (окклюдируемые) в межслоевое пространство асфальтенов на различных стадиях формирования их макроструктуры. Ковалентно связанные фрагменты представлены н-алканами состава C_5-C_{18} , ароматическими структурами бифенильного типа и нафталинами, расположенными в периферийной части геомакромолекул. Среди окклю-

дированных соединений идентифицированы алифатические углеводороды, состав которых отражает природу исходной биомассы, ароматические углеводороды, серо-, азот- и кислородсодержащие гетероциклические соединения, являющиеся продуктами термической деградации асфальтенов-родоначальников.

Информация, полученная в результате проведенного исследования, расширяет представления о строении асфальтенов нефтяных дисперсных систем и может быть использована для построения гипотетической модели их молекул. Результаты работы имеют значение для прогнозирования состава светлых фракций продуктов термокрекинга тяжелых нефтяных остатков и более глубокого понимания путей катагенетического преобразования органического вещества в осадочной толще.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031200185-6).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Химический состав нефти Крапивинского месторождения (сообщение 3) / В.П. Сергун, Т.В. Чешкова, Т.А. Сагаченко, Р.С. Мин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 59–66.
2. Zuo P., Qu S., Shen W. Asphaltene: separations, structural analysis and applications // *Journal of Energy Chemistry*. – 2019. – V. 34. – P. 186–207.
3. Changes in asphaltene structure during thermal cracking of residual oils: XRD study / F.S. Alhumaidan, A. Hauser, M.S. Rana, H.M.S. Lababidi, M. Behbehani // *Fuel*. – 2015. – V. 150. – P. 558–564.
4. Structure comparison of asphaltene aggregates from hydrothermal and catalytic hydrothermal cracking of C5-isolated asphaltene / N.T. Nguyen, K.H. Kang, C.W. Lee, G.T. Kim, S. Park, Y.K. Park // *Fuel*. – 2019. – V. 235. – P. 677–686.
5. Toward the asphaltene structure by electron paramagnetic resonance relaxation studies at high fields (3.4 T) / G.V. Mamin, M.R. Gafurov, R.V. Yusupov, I.N. Gracheva, Yu.M. Ganeeva, T.N. Yusupova, S.B. Orlinkii // *Energy Fuels*. – 2016. – V. 30. – № 9. – P. 6942–6946.
6. Групповой состав углеводородов и гетероатомных соединений в продуктах ступенчатого термолитического разложения асфальтенов нефти Усинского месторождения / Д.С. Корнеев, В.Н. Меленевский, Г.С. Певнева, А.К. Головки // *Нефтехимия*. – 2018. – Т. 58. – № 2. – С. 130–136.
7. Structural group characteristics of resins and asphaltene of high-sulfur natural asphaltite and products of its conversion in supercritical water / V.R. Antipenko, O.N. Fedyaeva, A.A. Grin'ko, A.A. Vostrikov // *Petroleum Chemistry*. – 2020. – V. 60. – № 6. – P. 668–674.
8. Study on the formation of olefinic-bond-containing asphaltene during thermal cracking of vacuum residue / F. Wang, H. Liu, Y. Yu, S. Jiao, B.W. Biney, U.-K. Ibrahim, K. Chen, A. Guo, D. Xia, Z. Wang // *Fuel*. – 2021. – V. 304. – P. 121365.
9. Features of the composition of compounds trapped in asphaltene of oils and bitumens of the Bavly oil field / Y.M. Ganeeva, E.E. Barskaya, E.S. Okhotnikova, T.N. Yusupova // *Energy Fuels*. – 2021. – V. 35. – № 3. – P. 2493–2505.
10. Asemani M., Rabbani A.R. Detailed FTIR spectroscopy characterization of crude oil extracted asphaltene: Curve resolve of overlapping bands // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 185. – P. 106618.
11. Exploring occluded compounds and their interactions with asphaltene networks using high-resolution mass spectrometry / M.L. Chacon-Patino, S.J. Vesga-Martinez, C. Blanco-Tirado, J.A. Orrego-Ruiz, A. Gomez-Escudero, M.Y. Combariza // *Energy Fuels*. – 2016. – V. 30. – № 6. – P. 4550–4561.
12. Thermal analysis coupled to ultrahigh resolution mass spectrometry with collision induced dissociation for complex petroleum samples: heavy oil composition and asphaltene precipitation effects / C.P. Ruger, A. Neumann, M. Sklorz, T. Schwemer, R. Zimmermann // *Energy Fuels*. – 2017. – V. 31. – № 12. – P. 13144–13158.
13. Integrative mass spectrometry strategy for fingerprinting and tentative structural characterization of asphaltene / H.H.F. Koolen, A.F. Gomes, L.G.M. de Moura, F. Marcano, F.M.R. Cardoso, C.F. Klitzke, R. Wojcik, J. Binkley, J.S. Patrick, R.F. Swarthout, P.T.V. Rosa, F.C. Gozzo // *Fuel*. – 2018. – V. 220. – P. 717–724.
14. The organic geochemistry of asphaltene and occluded biomarkers / L.R. Snowdon, J.K. Volkman, Z. Zhang, G. Tao, P. Liu // *Organic Geochemistry*. – 2016. – V. 91. – № 1. – P. 3–15.
15. Антипенко В.Р., Чешкова Т.В. Состав соединений, связанных через эфирные и сульфидные мостики в маслах природного битума Ашальчинского месторождения // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2014. – Т. 324. – № 3. – С. 16–19.
16. Состав структурных фрагментов, содержащих сульфидные и эфирные связи в молекулах высоко- и низкомолекулярных асфальтенов тяжелой нефти месторождение Усинское / В.П. Сергун, Т.В. Чешкова, Т.А. Сагаченко, Р.С. Мин // *Нефтехимия*. – 2016. – Т. 56. – № 3. – С. 119–126.
17. Ruthenium ion-catalyzed oxidation for petroleum molecule structural features: a review / Q. Shi, J.W. Wang, X.B. Zhou, C.M. Xu, S.Q. Zhao, K.H. Chung // *Structure and Modeling of Complex Petroleum Mixtures. Structure and Bonding*. – D.M.P. Mingos, Springer, 2016. – V. 168. – P. 71–92.
18. Resins and asphaltene of light and heavy oils: their composition and structure / T.V. Cheshkova, V.P. Sergun, E.Y. Kovalenko, N.N. Gerasimova, T.A. Sagachenko, R.S. Min // *Energy Fuels*. – 2019. – V. 33. – № 9. – P. 7971–7982.
19. Structural features of Alberta oil sand bitumen and heavy oil asphaltene / T.W. Mojelsky, T.M. Ignasiak, Z. Frakman, D.D. McIntyre, E.M. Lown, D.S. Montgomery, O.P. Strausz // *Energy Fuels*. – 1992. – V. 6. – № 1. – P. 83–96.
20. Alkyl side chains connected to aromatic units in dagang vacuum residue and its Supercritical Fluid Extraction and Fractions (SFEFs) / Z.G. Zhang, S.H. Guo, S. Zhao, G.X. Yan, L.Q. Song, L.B. Chen // *Energy Fuels*. – 2009. – V. 23. – № 1. – P. 374–385.
21. Strausz O.P., Mojelsky T.W., Lown E.M. Structural features of boscan and duri asphaltene // *Energy Fuels*. – 1999. – V. 13. – № 2. – P. 228–247.
22. Oxidation of polynuclear aromatic hydrocarbons using ruthenium ions catalyzed oxidation: the role of aroftic ring number in reaction kinetic and product distribution / E. Nowicka, T.J. Clarke, M. Sankar, R.L. Jenkins, D.W. Knight, S. Golunski,

- G.J. Hutchings, D.J. Willock, M. Francisco, S.H. Taylor // Chemistry European Journal. – 2018. – V. 24. – P. 655–662.
23. Ali M.F., Siddiqui M.N., Al-Hajji A.A. Structural studies on residual fuel oil asphaltene by RICO method // Petroleum Science and Technology. – 2004. – V. 22. – № 5–6. – P. 631–645.
24. Chemical structure and biomarker content of Jinghan asphaltene and kerogens / P. Peng, A. Morales-Izquierdo, E.M. Lown, O.P. Strausz // Energy Fuels. – 1999. – V. 13. – № 1. – P. 248–265.
25. Ruthenium – ions catalyzed oxidation of an immature asphaltene: structural features and biomarker distribution / P. Peng, J. Fu, G. Sheeng, A. Morales-Izquierdo, E.M. Lown, O.P. Strausz // Energy Fuels. – 1999. – V. 13. – № 2. – P. 266–277.
26. Вульфсон Н.С., Заикин В.Г., Микая А.И. Масс-спектрометрия органических соединений. – М.: Химия, 1986. – 312 с.
27. Benoit F., Holmes J.L., Isaacs N.S. The Mass spectra of carboxylic acids. I: Fragmentation mechanisms in maleic and fumaric acids and related compounds // Organic Mass Spectrometry. – 1969. – V. 2. – № 6. – P. 591–601.
28. Бейнон Дж. Масс-спектрометрия и её применение в органической химии. – М.: Мир, 1964. – 704 с.
29. Geochemical evolution of occluded hydrocarbons inside geotracromolecules: a review / B. Cheng, J. Zhao, C.P. Yang, Y.K. Tian, Z.W. Liao // Energy Fuels. – 2017. – V. 31. – P. 8823–8832.
30. Каширцев В.А. Углеводороды, окклюдируемые асфальтенами // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 8. – С. 1211–1219.
31. Multiple-sourced features of marine oils in the tarim basin, NW China – geochemical evidence from occluded hydrocarbons inside asphaltene / Y.K. Tian, J. Zhao, C.P. Yang, Z.W. Liao, L.H. Zhang, H.Z. Zhang // Journal of Asian Earth Sciences. – 2012. – V. 54 –55. – P. 174–181.
32. Multiple charges to sinian reservoirs in the Middle Sichuan Basin, SW China, insight from the adsorbed/occluded hydrocarbons in solid bitumens / B. Cheng, Z.W. Liao, T.S. Wang, H. Liu, Y.K. Tian, S. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V. 127. – P. 359–366.
33. Thermal evolution of adsorbed/occluded hydrocarbons inside kerogens and its significance as exemplified by one low-matured kerogen from santanghu basin, Northwest China / B. Cheng, J. Du, Y. Tian, H. Liu, Z. Liao // Energy Fuels. – 2016. – V. 30. – № 6. – P. 4529–4536.
34. Особенности распределения углеводородов-биомаркеров в продуктах термолитиза асфальтенов разнообразного фракционного состава (на примере нефтей карбонатных отложений месторождений республики Татарстан) / Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, В.Н. Кошелев, Т.Н. Юсупова // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 1. – С. 25–34.

Поступила 14.09.2021 г.

Информация об авторах

Чешкова Т.В., кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории гетероорганических соединений нефти, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

Коваленко Е.Ю., кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории гетероорганических соединений нефти, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

Сагаченко Т.А., доктор химических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории гетероорганических соединений нефти, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

Мин Р.С., доктор химических наук, заведующая лабораторией гетероорганических соединений нефти, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук.

UDC 665.613+617:550.84

CHEMICAL COMPOSITION OF PETROLEUM FROM KRAPIVINSKOE OILFIELD (MESSAGE 5)**Tatyana V. Cheshkova**¹,
chtv12@mail.ru**Elena Yu. Kovalenko**¹,
kovalenko@ipc.tsc.ru**Tatyana A. Sagachenko**¹,
dissovet@ipc.tsc.ru**Raisa S. Min**¹,
lgosn@ipc.tsc.ru¹ Institute of petroleum chemistry Siberian branch Russian academy of science,
4, Akademicheskyy avenue, Tomsk, 634055, Russia.

The relevance. Accumulation of data on the structure of asphaltenes of methane-naphthenic oil of the Krapivinskoe oil field from the Upper Jurassic deposits in the territory of the Tomsk region is one of the conditions necessary for solving problems associated with its production, transportation, and processing.

The purpose of the work is to study the composition of asphaltenes in oil from the Krapivinskoe oil field using the oxidation reaction catalyzed by ruthenium ions.

The object of investigation is the fraction of high molecular weight asphaltenes that make up the bulk of asphaltene components of the Krapivinskoe oil (87,9 % rel.).

Methods: selective chemical destruction of C_{ar}-C bonds using the oxidation reaction catalyzed by ruthenium ions and gas chromatography-mass spectrometry.

Results. It was found out that the composition of high-molecular-weight asphaltenes of methane-naphthene oil contains fragments bound to the cores of their molecules through the C_{ar}-C bridges and occluded compounds. Covalently bound fragments are represented by C₅-C₁₈ n-alkanes, aromatic structures of the biphenyl type, and naphthalenes located at the periphery of asphaltene molecules. Among the occluded compounds n-alkanes, alkylcycloalkanes, steranes, terpanes, alkylbenzenes, naphthalenes, phenanthrenes, fluorenes, pyrene, chrysene, fluoranthene, biphenyls, phenylnaphthalenes, dibenzothiophenes, benzonaphthothiophenes, indole, carbazol, quinoline, benzoquinolines, phenols, dibenzofurans, and benznaphtofurans were identified. Saturated hydrocarbons are typical biological markers; they are trapped in hollow cells of macromolecular formations of asphaltenes during kerogen cracking. Aromatic hydrocarbons and heteroorganic compounds are products of thermal destruction of parent asphaltenes; they are blocked by geomacromolecules at later stages of the formation of their macrostructure. The information obtained expands the understanding of the structure of asphaltenes in oil dispersed systems, so it may be used to construct a hypothetical model of their molecules.

Key words:

High molecular weight asphaltenes, oxidation, ruthenium ions, structural fragments, occluded compounds, composition.

The research was carried out within the State task of IPCh SB RAS, financed by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (NIOKTR 121031200185-6).

REFERENCES

- Sergun V.P., Cheshkova T.V., Sagachenko T.A., Min R.S. Chemical composition of petroleum from Krapivinskoe oilfield (message 3). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 59–66. In Rus.
- Zuo P., Qu S., Shen W. Asphaltenes: separations, structural analysis and applications. *Journal of Energy Chemistry*, 2019, vol. 34, pp. 186–207.
- Alhumaidan F.S., Hauser A., Rana M.S., Lababidi H.M.S., Behbehani M. Changes in asphaltene structure during thermal cracking of residual oils: XRD study. *Fuel*, 2015, vol. 150, pp. 558–564.
- Nguyen N.T., Kang K.H., Lee C.W., Kim G.T., Park S., Park Y.K. Structure comparison of asphaltene aggregates from hydrothermal and catalytic hydrothermal cracking of C₅-isolated asphaltene. *Fuel*, 2019, vol. 235, pp. 677–686.
- Mamin G.V., Gafurov M.R., Yusupov R.V., Gracheva I.N., Ganeeva Yu.M., Yusupova T.N., Orlinskii S.B. Toward the asphaltene structure by electron paramagnetic resonance relaxation studies at high fields (3.4 T). *Energy Fuels*, 2016, vol. 30, no. 9, pp. 6942–6946.
- Korneev D.S., Melenevskii V.N., Pevneva G.S., Golovko A.K. Group composition of hydrocarbons and hetero compounds in stepwise-thermolysis products of asphaltenes from Usa oil. *Petroleum Chemistry*, 2018, vol. 58, no. 3, pp. 179–185. In Rus.
- Antipenko V.R., Fedyaeva O.N., Grin'ko A.A., Vostrikov A.A. Structural group characteristics of resins and asphaltenes of high-sulfur natural asphaltite and products of its conversion in supercritical water. *Petroleum Chemistry*, 2020, vol. 60, no 6, pp. 668–674.
- Wang F., Liu H., Yu Y., Jiao S., Biney B.W., Ibrahim U.-K., Chen K., Guo A., Xia D., Wang Z. Study on the formation of olefinic-bond-containing asphaltenes during thermal cracking of vacuum residue. *Fuel*, 2021, vol. 304, 121365.
- Ganeeva Y.M., Barskaya E.E., Okhotnikova E.S., Yusupova T.N. Features of the composition of compounds trapped in asphaltenes of oils and bitumens of the Bavly oil field. *Energy Fuels*, 2021, vol. 35, no. 3, pp. 2493–2505.
- Asemani M., Rabbani A.R. Detailed FTIR spectroscopy characterization of crude oil extracted asphaltenes: curve resolve of overlapping bands. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 185, 106618.
- Chacon-Patino M.L., Vesga-Martinez S.J., Blanco-Tirado C., Orrego-Ruiz J.A., Gomez-Escudero A., Combariza M.Y. Exploring occluded compounds and their interactions with asphaltene networks using high-resolution mass spectrometry. *Energy Fuels*, 2016, vol. 30, no. 6, pp. 4550–4561.

12. Ruger C.P., Neumann A., Sklorz M., Schwemer T., Zimmermann R. Thermal analysis coupled to ultrahigh resolution mass spectrometry with collision induced dissociation for complex petroleum samples: heavy oil composition and asphaltene precipitation effects. *Energy Fuels*, 2017, vol. 31, no. 12, pp. 13144–13158.
13. Koolen H.H.F., Gomes A.F., De Moura L.G.M., Marcano F., Cardoso F.M.R., Klitzke C.F., Wojcik R., Binkley J., Patrick J.S., Swarouth R.F., Rosa P.T.V., Gozzo F.C. Integrative mass spectrometry strategy for fingerprinting and tentative structural characterization of asphaltenes. *Fuel*, 2018, vol. 220, pp. 717–724.
14. Snowdon L.R., Volkman J.K., Zhang Z., Tao G., Liu P. The organic geochemistry of asphaltenes and occluded biomarkers. *Organic Geochemistry*, 2016, vol. 91, no. 1, pp. 3–15.
15. Antipenko V.R., Cheshkova T.V. Composition of the compounds bonded via ether, ester and sulfide linkages in oils of natural bitumen from Ashalchinskoye deposit. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2014, vol. 324, no. 3, pp. 16–19. In Rus.
16. Sergun V.P., Cheshkova T.V., Sagachenko T.A., Min R.S. Structural units with sulfur and ether/ester bonds in molecules of high- and low-molecular-weight asphaltenes of Usa heavy oil. *Petroleum Chemistry*, 2016, vol. 56, no. 1, pp. 10–15. In Rus.
17. Shi Q., Wang J.W., Zhou X.B., Xu C.M., Zhao S.Q., Chung K.H. Ruthenium ion-catalyzed oxidation for petroleum molecule structural features: a review. *Structure and Modeling of Complex Petroleum Mixtures. Structure and Bonding*. Mingos, Springer, 2016. Vol. 168, pp. 71–92.
18. Cheshkova T.V., Sergun V.P., Kovalenko E.Y., Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Resins and asphaltenes of light and heavy oils: their composition and structure. *Energy Fuels*, 2019, vol. 33, no. 9, pp. 7971–7982.
19. Mojelsky T.W., Ignasiak T.M., Frakman Z., Mcintyre D.D., Lown E.M., Montgomery D.S., Strausz O.P. Structural features of Alberta oil sand bitumen and heavy oil asphaltenes. *Energy Fuels*, 1992, vol. 6, no. 1, pp. 83–96.
20. Zhang Z.G., Guo S.H., Zhao S., Yan G.X., Song L.Q., Chen L.B. Alkyl side chains connected to aromatic units in dagang vacuum residue and its Supercritical Fluid Extraction and Fractions (SFEFs). *Energy Fuels*, 2009, vol. 23, no. 1, pp. 374–385.
21. Strausz O.P., Mojelsky T.W., Lown E.M. Structural features of Boscan and Duri asphaltenes. *Energy Fuels*, 1999, vol. 13, no. 2, pp. 228–247.
22. Nowicka E., Clarke T.J., Sankar M., Jenkins R.L., Knight D.W., Golunski S., Hutchings G.J., Willock D.J., Francisco M., Taylor S.H. Oxidation of polynuclear aromatic hydrocarbons using ruthenium – ions catalyzed oxidation: the role of aromatic ring number in reaction kinetic and product distribution. *Chemistry European Journal*, 2018, vol. 24, pp. 655–662.
23. Ali M.F., Siddiqui M.N., Al-Hajji A.A. Structural studies on residual fuel oil asphaltenes by RICO method. *Petroleum Science and Technology*, 2004, vol. 22, no. 5–6, pp. 631–645.
24. Peng P., Morales-Izquierdo A., Lown E.M., Strausz O.P. Chemical structure and biomarker content of Jinghan asphaltenes and kerogens. *Energy Fuels*, 1999, vol. 13, no. 1, pp. 248–265.
25. Peng P., Fu J., Sheeng G., Morales-Izquierdo A., Lown E.M., Strausz O.P. Ruthenium-ions catalyzed oxidation of an immature asphaltene: structural features and biomarker distribution. *Energy Fuels*, 1999, vol. 13, no. 2, pp. 266–277.
26. Vulfson N.S., Zaikin V.G., Mikaya A.I. *Mass-spektrometriya organicheskikh soedineniy* [Mass-spectrometry of organic compounds]. Moscow, Khimiya Publ., 1986. 312 p.
27. Benoit F., Holmes J.L., Isaacs N.S. The mass spectra of carboxylic acids. I: Fragmentation mechanisms in maleic and fumaric acids and related compounds. *Organic Mass Spectrometry*, 1969, vol. 2, no. 6, pp. 591–601.
28. Beinson D. *Mass-spektrometriya i primeneniye v organicheskoy khimii* [Mass-spectrometry and its application in organic chemistry]. Moscow, Mir Publ., 1964. 704 p.
29. Cheng B., Zhao J., Yang C.P., Tian Y.K., Liao Z.W. Geochemical evolution of occluded hydrocarbons inside geomacromolecules: a review. *Energy Fuels*, 2017, vol. 31, pp. 8823–8832.
30. Kashirtsev V.A. Hydrocarbons occluded by asphaltenes. *Russian Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, no. 8, pp. 975–982. In Rus.
31. Tian Y.K., Zhao J., Yang C.P., Liao Z.W., Zhang L.H., Zhang H.Z. Multiple-sourced features of marine oils in the Tarim Basin, NW China – geochemical evidence from occluded hydrocarbons inside asphaltenes. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2012, vol. 54–55, pp. 174–181.
32. Cheng B., Liao Z.W., Wang T.S., Liu H., Tian Y.K., Yang S. Multiple Charges to sinian reservoirs in the Middle Sichuan Basin, SW China, insight from the adsorbed/occluded hydrocarbons in solid bitumens. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 127, pp. 359–366.
33. Cheng B., Du J., Tian Y., Liu H., Liao Z. Thermal evolution of adsorbed/occluded hydrocarbons inside kerogens and its significance as exemplified by one low-matured kerogen from Santanghu Basin, Northwest China. *Energy Fuels*, 2016, vol. 30, no. 6, pp. 4529–4536.
34. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N., Yusupova T.N. Distribution features of biomarker hydrocarbons in asphaltene thermolysis products of different fractional compositions (using as an example oils from carbonate deposits of Tatarstan oilfields). *Petroleum Chemistry*, 2015, vol. 55, no. 1, p. 22–31. In Rus.

Received: 14 September 2021.

Information about the authors

Tatyana V. Cheshkova, Cand. Sc., senior researcher, Institute of petroleum chemistry Siberian branch Russian academy of science.

Elena Yu. Kovalenko, Cand. Sc., senior researcher, Institute of petroleum chemistry Siberian branch Russian academy of science.

Tatyana A. Sagachenko, Dr. Sc., leading researcher, Institute of petroleum chemistry Siberian branch Russian academy of science.

Raisa S. Min, Dr. Sc., head of the laboratory, Institute of petroleum chemistry Siberian branch Russian academy of science.

УДК 620.91(571.53) «312/313»

ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УГЛЕЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Такайшвили Людмила Николаевна¹,
luci@isem.irk.ru

Агафонов Глеб Владимирович¹,
gleb@isem.irk.ru

¹ Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

Актуальность. Балансовые запасы энергетических углей Восточной Сибири уникальны по объемам, возможностям освоения и использования.

Цель: оценка доступных ресурсов энергетических углей региона при выделении ресурсов низкокачественных и местных углей и перспектив и возможностей их использования для нужд энергетики.

Объекты: месторождения угля, балансовые запасы, местные угли, тенденции поставок и перспективы использования углей, проекты сооружения объектов энергетики на угле.

Методы: методы системного анализа: классификация, структурирование и реструктурирование, анализ, формализация и конкретизация.

Результаты. Выполнена оценка ресурсов энергетических углей Восточной Сибири. Анализ тенденций потребления энергетических углей региона показал незначительный рост поставок на электростанции при относительно стабильных поставках прочим потребителям. Рассчитан потенциально возможный уровень доступных в перспективе ресурсов углей для нужд энергетики, составляющий около 400 млн т/год. В перспективе наиболее востребованным направлением использования углей останется энергетика. При анализе балансовых запасов энергетических углей выделена категория местных, особенностью которых является их удаленность от населенных пунктов и транспортных коммуникаций. Оценка перспективы вовлечения местных углей в хозяйственный оборот показала возможность их использования только в котельных и мелких ТЭС при минимальной конкуренции с другими видами топлива. Возможный коридор поставок восточносибирского угля определяется вариантом развития экономики. Минимальные уровни поставок соответствуют незначительному их росту, а максимальные – росту более чем в два раза за счет ввода в эксплуатацию ТЭС для экспорта электроэнергии. Расчетные объемы потребления углей экспортными ТЭС могут составить от 35 до 50 млн т. Потенциальные возможности добычи энергетических углей региона значительно превышают их востребованность. Результаты анализа ресурсов энергетического угля Восточной Сибири показывают их надежность на длительную перспективу как источника топлива для объектов энергетики.

Ключевые слова:

Энергетический уголь, балансовые запасы, Восточная Сибирь, потребление, добыча, развитие угледобычи, проекты, обеспеченность добычи запасами, тенденции.

Введение

Восточная Сибирь как экономический район включает Республики Бурятия, Хакасия и Тыва, Красноярский и Забайкальский край и Иркутскую область. Обширные территории Восточной Сибири простираются от южных районов Сибири до побережья Северного Ледовитого океана. На районы, отнесенные к Арктической зоне и районам крайнего севера, и районы, приравненные к районам крайнего Севера, приходится более половины территории Восточной Сибири [1]. Это, как правило, районы инфраструктурно-разреженные, с малой плотностью населения и низкой энергообеспеченностью. Восточная Сибирь располагает значительными запасами энергетических углей. Угледобывающие предприятия района снабжают углем объекты энергетики, в основном теплоэлектростанции (ТЭС) Восточной Сибири и за ее пределами. На территории Восточной Сибири находятся пять самых крупных гидроэлектростанций (ГЭС) России. Снижение выработки электроэнергии на ГЭС при изменениях водности рек компенсируют угольные ТЭС. В России в последние годы угольные электростанции стали значительно уступать газовым электростанциям

и гидроэлектростанциям, как и в большинстве развитых стран мира [2]. Сокращение доли угольной генерации в России связано с переводом на газ ТЭС в Европейской части, на Урале и частично на Дальнем Востоке. В Сибири же, и Восточной Сибири в частности, доля угольной генерации в основном сохранилась. Для Восточной Сибири угольные электростанции всегда играли важную роль, снабжая электроэнергией и теплом население и промышленность. По потреблению электроэнергии на душу населения Иркутская область и Красноярский край на третьем и четвертом месте в России за счет потребления электроэнергии промышленностью. Угледобывающие предприятия и объекты энергетики в Восточной Сибири играют градообразующую роль. Программой Развития угольной промышленности России на период до 2035 года основное развитие угледобычи планируется за счет восточных регионов России. Развитие угледобычи предусматривается в основном за счет сооружения угольных электростанций для удовлетворения внутренней потребности и экспорта электроэнергии.

Объектом настоящих исследований являются балансовые запасы месторождений энергетического уг-

ля Восточной Сибири, тенденции поставок восточно-сибирских углей, возможные уровни их добычи и использования, включая использование в качестве топлива для сооружения ТЭС на угле для экспорта электроэнергии. Особо выделены месторождения местных углей, разработка которых перспективна для энергообеспечения изолированных энергодефицитных районов.

Методы исследования

Исследования проведены с применением методов системного анализа: классификация, структурирование и реструктурирование, анализ, формализация и конкретизация [3]. Выполнен анализ динамики поставок восточносибирских углей за 2011–2019 гг., с выделением поставок на электростанции Восточной Сибири и других регионов России. На основе анализа данных по балансовым запасам угля Восточной Сибири рассчитаны запасы энергетических углей, в том числе низкокачественных и местных углей. Выполнен анализ программных документов с целью расчета возможных уровней поставок восточносибирских углей и их востребованности в перспективе, в том числе для электростанций, ориентированных на экспорт электроэнергии. В исследованиях использованы: справочная литература по государственному балансу запасов полезных ископаемых Российской Федерации (уголь) [4, 5], прогнозным ресурсам твердых и твердых горючих (уголь) полезных ископаемых Российской Федерации [6], официальные статистические данные по угольной промышленности [7] и электроэнергетике, а также официальные программные документы – схемы и программы развития электроэнергетики регионов Восточной Сибири (соответственно) 2016–2020 и 2021–2025 гг. и Программа развития угольной промышленности России на период до 2035 года. Потенциальные ресурсы углей Восточной Сибири для энергетики рассчитаны исходя из проектной мощности действующих предприятий, проектов сооружения новых угледобывающих предприятий и расчётных объемов выпуска низкосортных продуктов переработки коксующихся и энергетических углей на обогатительных фабриках. Потребность в топливе для электростанций рассчитана исходя из удельного нормативного расхода топлива, мощности электростанций, возможного годового объема выработки электроэнергии и низшей теплоты сгорания угля месторождения (проектного топлива).

Характеристика запасов энергетических углей

Балансовые запасы угля, в том числе энергетического, распределены по территории России неравномерно. Балансовые запасы угля по степени их изученности в соответствии с классификацией запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых, утвержденной Министерством природных ресурсов Российской Федерации, подразделялись на разведанные – А, В, С1 – и предварительно оцененные – категория С2. Доля Восточной Сибири в балансовых запасах энергетических углей России категорий А+В+С1+С2 составила 41,3 %, Западной Сибири –

40,6 %, Дальнего Востока – 10,3 %, и на остальные регионы приходится менее 10 % [4, 5]. В балансовых запасах углей Восточной Сибири преобладают энергетические угли (табл. 1), доля которых составляет 93 % от общего объема запасов, из них для добычи открытым способом пригодны 86 %. Наиболее перспективными по обеспеченности запасами энергетических углей являются месторождения Канско-Ачинского и Иркутского бассейнов и месторождения Забайкальского края. Обеспеченность запасами рассчитывается делением объема разведанных запасов (А+В+С1) на годовой объем добычи.

Таблица 1. Запасы Восточной Сибири по видам угля и способу отработки, млрд т

Table 1. Coal reserves in Eastern Siberia by types of coal and method of mining, bln t

Вид угля, способ отработки Coal type, mining method	Категория балансовых запасов Balance reserves by category		
	A+B+C1	C2	Всего/Total A+B+C1+C2
Восточная Сибирь, всего, в т. ч. Eastern Siberia, total, incl.	68,0	30,2	98,2
Коксующийся/Coking	4,8	1,8	6,6
Энергетический, их них: Thermal, of which:	63,2	28,4	91,6
Бурый/Brown	49,3	21,2	70,5
Каменный/Hard	13,9	7,2	21,1
Для открытой разработки, всего, в т. ч. For open-pit mining, total, incl.	59,0	24,6	83,6
Энергетический/Thermal	55,6	23,6	79,2

Наибольшая часть балансовых запасов энергетического угля сосредоточена в Красноярском крае – 72,5 % от объема запасов Восточной Сибири. Доля Иркутской области составляет – 15,3 %, Республики Хакасия – 6 %, а вместе взятых Забайкальского края, Республик Бурятия и Тыва – 6,2 %. Месторождения наиболее качественных углей, пригодных для экспорта, расположены в республиках Хакасия и Тыва, а также в Забайкальском крае. Доля их в запасах энергетических углей составляет чуть более 36 %. Большая часть крупных месторождений находится в районах с развитой транспортной инфраструктурой.

В 2020 г. в Восточной Сибири действовало около 40 угледобывающих предприятий с проектной мощностью от 50 тыс. т в год до 22 млн т в год. В Красноярском крае разрабатываются крупные буроголивые месторождения угля с производственными мощностями от 2 до 22 млн т в год: Березовско-Назаровского, Бородинского и Балахтинского угленосных районов: Назаровское, Березовское, Бородинское, Переясловское и Большесырское. В Иркутской области разрабатываются крупные месторождения буроголивые: Мугунское и Азейское, и каменного угля: Черемховское и Головинское с производственными мощностями от 1,5 до 6 млн т в год. На отдельных месторождениях добыча угля ведется в течение нескольких десятилетий, при этом качественные показатели угля меняются. В первую очередь, обычно обрабатываются участки с лучшими качественными показателями и лучшими условиями отработки. В пределах одного месторождения имеется не одна, а

несколько марок углей, которые по качественным показателям могут значительно различаться на разных пластах, а особенно на граничных его участках. Доля углей, которые можно отнести к низкокачественным, имеется почти на каждом месторождении. К низкокачественным относятся и большинство бурых углей, практически любых марок, которые отличаются низкой теплотворностью, высокой зольностью и склонностью к самовозгоранию [8, 9].

Анализ всех учтенных Госбалансом Российской Федерации запасов угля по каждому из субъектов федерации Восточной Сибири показал, что запасы низкокачественных энергетических углей Восточной Сибири составляют 11,8 млрд т, или 13 % от разведанных (табл. 2). Кроме крупных месторождений угля, большей частью вовлеченных в хозяйственный оборот, существует множество мелких месторождений, которые можно классифицировать как местные угли. Главной особенностью месторождений местных углей является отсутствие транспортных коммуникаций и малая изученность. В основном это энергетические угли нераспределенного фонда с возможностью отработки их открытым способом, которые кроме их низкой эффективности для сжигания в топках зачастую малотранспортабельны. На балансовые запасы местных углей приходится 1,9 млрд т (табл. 2), или 2,1 % от общего объема запасов энергетических углей региона.

Таблица 2. Запасы Восточной Сибири низкокачественных и местных углей по видам, млрд т

Table 2. Coal reserves in Eastern Siberia by types of coal and method of mining, bln t

Вид и категория угля Type and category of coal*	Категория балансовых запасов Balance reserves by category		
	A+B+C1	C2	Всего/Total A+B+C1+C2
Бурый низкокачественный Brown low quality	7,0	2,0	9,0
Местные из бурого Local from brown	1,2	0,4	1,6
Каменный низкокачественный Low quality hard	1,3	1,5	2,8
Местные из каменного Local from hard	0,1	0,2	0,3
Всего низкокачественных Total low quality	8,3	3,5	11,8
Всего местных/Total local	1,3	0,6	1,9

*расчёты авторов на основании данных [4, 5]

*authors' calculations based on the data [4, 5].

В Восточной Сибири насчитывается около 45 месторождений местных углей. Большая их часть (16) находится в Красноярском крае, в районах, отнесенных к Арктической зоне, районам крайнего севера, и районах, приравненных к районам крайнего Севера. В Иркутской области 10 месторождений местных углей, а в Бурятии и Забайкалье – 19. Это в основном мелкие месторождения бурых и каменных углей, пригодные для добычи открытым способом и залегающие на малоосвоенных территориях. По объемам запасов местных углей наибольшими запасами располагает Республика Бурятия – 44 % от суммарного запаса местных углей Восточной Сибири, Иркутская об-

ласть – 29 %, Красноярский край – 16 %, а Забайкальский край – 12 %. У 22-х месторождений из 45-и балансовые запасы каждого категорий A+B+C1+C2 превышают 4 млн т, а запасы 10-и месторождений составляют менее 1 млн т. Для большинства месторождений (23) при средних сроках эксплуатации угольных разрезов 40 лет возможный годовой объем добычи может составлять от 25 до 100 тыс. т в год. Такой объем достаточен для покрытия потребности в топливе поселка с населением до 5 тыс. человек. Для месторождений с запасами менее или около 1 млн т возможный объем годовой добычи может составить не более 25 тыс. т в год, что вполне достаточно для поселка 1–1,5 тыс. человек. Это показывает опыт разработки месторождений местных углей республики Бурятия, где для покрытия потребности в угле небольших поселений годовые объемы добычи не превышают 10 тыс. т.

Угли разрабатываемых месторождений различаются значительно не только по цене, но и по всем качественным характеристикам: низшей теплоте сгорания, содержанию золы и серы и наличию сопутствующих элементов, таких как мышьяк, радиоактивные элементы, редкоземельные металлы и т. п. [4, 5, 7, 9, 10]. Зола, полученная после сжигания углей некоторых месторождений, небезопасна для использования. Например, угли Балахтинского угленосного района по качественным характеристикам сжигания являются более предпочтительными по сравнению с широко используемыми в энергетике бородинскими углями [4]. Ограничением на использование балахтинского угля является содержание мышьяка, тем не менее этот уголь поставляется в небольших объемах на экспорт и для нужд комбыта. Зола после его сжигания используется населением в качестве удобрения, что оказывает негативное влияние на окружающую природную среду.

Ввиду малой изученности не для всех малых месторождений определены качественные показатели. В республике Бурятия к местным отнесены только бурые угли нераспределенного фонда. В Красноярском крае количество бурых и каменных углей в запасах местных углей примерно равное, но степень их изученности неравнозначна. В Иркутской области наиболее крупное бурогольное месторождение местных углей – Хандинское. Большая часть запасов местных углей Иркутской области приходится на каменные тощие и окисленные угли Жеронского месторождения Тунгусского бассейна. В Забайкальском крае 60 % запасов местных углей представлены каменными углями. Большая часть местных бурых углей малопригодны для сжигания без специальной топливоподготовки, за исключением каменных углей отдельных месторождений. В мировой практике существуют и разрабатываются технологии использования низкосортных углей [11, 12], такие как сушка для снижения влажности, стабилизация для снижения характеристик самонагрева и очистка для снижения содержания в угле минералов. Ввиду особенностей российской энергетики и ориентации электростанций на уголь определенного качества эти методы пока не нашли широкого применения в России. Основное направление использования местных углей – это

нужды жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) и сжигание в топках бытовых печей [13]. Химический состав углей ряда месторождений позволяет рассматривать их как источник сырья для углехимии [14]. Угли месторождений Забайкальского края содержат в своем составе в промышленно значимых концентрациях уран и редкоземельные металлы – германий, бериллий, галлий, вольфрам, молибден. Выявлены запасы угля с повышенным содержанием ниобия, стронция и бора [9]. Из перечисленных элементов в настоящее время пока извлекается только германий.

Ресурсы углей для энергетики

Ресурсы углей для энергетики включают: ресурсы из добычи энергетических углей, ресурсы попутной добычи энергетических при добыче коксующихся углей и низкосортные продукты обогащения. В отличие от прогнозных ресурсов углей, которые представляют угольный потенциал, представленный ожидаемыми запасами углей, ресурсы энергетических углей рассчитываются исходя из возможных объемов добычи и их переработки. Ресурсы углей Восточной Сибири для энергетики представлены суммой потенциально возможной добычи энергетических углей действующих предприятий, проектных мощностей новых предприятий и объемов выпуска низкосортных продуктов переработки высококачественных углей – коксующихся и энергетических. Объемы выпуска низкосортных продуктов могут составлять от 0 до 20 % от объемов обогащения угля. Согласно выполненным исследованиям и по оценкам авторов потенциальные ресурсы угля Восточной Сибири для нужд энергетики могут составить около 400 млн т (табл. 3). Из них низкосортные продукты переработки углей на обогатительных фабриках составляют от 16 до 22 млн т. Расчёты выполнены без учета возможностей добычи угля на местных месторождениях ввиду отсутствия официальных проектов их разработки. Высококачественные угли и продукты их переработки (концентраты) пригодны для поставок на экспорт, к ним относятся угли Забайкальского края, республик Тыва и Хакасия и в небольших объемах угли Красноярского края и Иркутской области. Потенциальные ресурсы угля для энергетики выше, поскольку изученность месторождений Восточной Сибири низкая. Отношение разведанных балансовых запасов к прогнозным ресурсам [4], характеризующее изученность, составляет всего 2,8 %.

Восточная Сибирь располагает значительным потенциалом для развития добычи углей, как за счет расширения и полного использования действующих мощностей, так и за счет нового строительства. Обеспеченность запасами добычи энергетических углей России категорий А+В+С1, при уровне добычи энергетических углей 2019 г. для разрабатываемых месторождений Восточной Сибири составляет более 880 лет (для России в целом около 570 лет). Если же рассматривать сложность вовлечения в хозяйственный оборот месторождений местных и низкосортных углей, то этот срок будет незначительно ниже как для России, так и для Восточной Сибири.

Таблица 3. Потенциальные ресурсы углей Восточной Сибири для энергетики, млн т

Table 3. Potential coal resources of Eastern Siberia for power engineering, million tons

Регион Region	Ресурсы/* Resources/*
Восточная Сибирь, всего, в т. ч. Eastern Siberia, total, incl.	388/6–22
– Республика Тыва/Tuva Republic	63/8–10
– Республика Хакасия The Republic of Khakassia	48/6–8
– Красноярский край Krasnoyarsk region	123
– Иркутская область/Irkutsk region	53
– Республика Бурятия The Republic of Buryatia	19
– Забайкальский край/Transbaikal region	82/2–4

Примечание: * в том числе от переработки сортовых углей.

Note: * including from the processing of high-quality coals.

С позиций оценки перспективности разработки месторождений местных углей рационально рассматривать их следующие характеристики:

- энергодефицитность района месторождения: если район энергодефицитный, то есть ли конкуренция с другими энергоносителями, в том числе с привозным углем или возможность подключения к существующим электрическим сетям;
- объем запасов;
- качественные характеристики и химический состав угля;
- развитость транспортной инфраструктуры с позиций поставки другого энергетического ресурса;
- характеристика района месторождения: разрешена ли разработка месторождений полезных ископаемых в районе (заказники, заповедники и т. п.);
- условия разработки месторождения: горно-геологические, гидрологические и другие.

Поскольку уголь является мощным сорбентом, угли разных месторождений могут содержать в своем составе редкоземельные и другие компоненты, такие как золото, платина, серебро, германий, ванадий, хром, титан и т. п., иногда в промышленно значимых концентрациях. По представленным признакам можно выбрать ряд месторождений, угли которых могут быть востребованы как в обозримой, так и в далекой перспективе, хотя их суммарный вклад в потенциальные ресурсы едва ли превысит 0,3 млн т. Изученность большинства местных месторождений еще более низкая, чем для запасов угля в целом, разработка отдельных месторождений осложняется наличием многолетней мерзлоты, особенно в районах крайнего севера и приравненных к ним, обводненностью отдельных месторождений бурого угля, а главное – неразвитостью транспортной инфраструктуры. Этим отличаются месторождения двух бассейнов – Таймырского и Тунгусского, которые являются слабоосвоенными ввиду отсутствия инфраструктуры, недостатка трудовых ресурсов, слабой геологической изученности и, соответственно, низкой экономической оценки эффективности возможных проектов.

Тенденции поставок углей Восточной Сибири

За 2011–2019 гг. общие поставки восточносибирских углей выросли на 16,3 млн т, или на 20 % (рис. 1). Основной рост поставок пришелся на экспорт угля – 8,5 млн т, и электростанции – 7,8 млн т, при сокращении поставок прочим потребителям на 0,2 млн т (рис. 1) [7]. На экспорт поставляются, в первую очередь, высококачественные продукты переработки угля, а также и рядовой каменный уголь. Низкосортные продукты переработки поступают на электростанции и котельные.

Основными потребителями восточносибирских углей на внутреннем рынке являются электростанции. Их доля в поставках на внутренний рынок возросла за рассматриваемый период с 71 до 75 %. Доля прочих потребителей, включая котельные, производство це-

мента, клинкера и нетопливные нужды соответственно сократилась. Поставки угля на коксохимические заводы из республики Тыва и Забайкальского края в 2014 и 2015 гг. не оказали существенного влияния на общие объемы поставок. На фоне снижения поставок угля на электростанции России в целом [15] шло увеличение поставок энергетических восточносибирских углей [7]. Поставки угля на электростанции регионов Восточной Сибири подвержены значительным колебаниям (рис. 2, табл. 4) [7] из-за большого влияния климатических условий (холодная или теплая зима), гидрологических условий (водность рек и водохранилищ) и наличия остатков угля на складах на конец года. Диапазон изменения поставок составил от – 3,8 млн т (–8 %) до +4,7 млн т (+11 %) по отношению к предыдущему году.

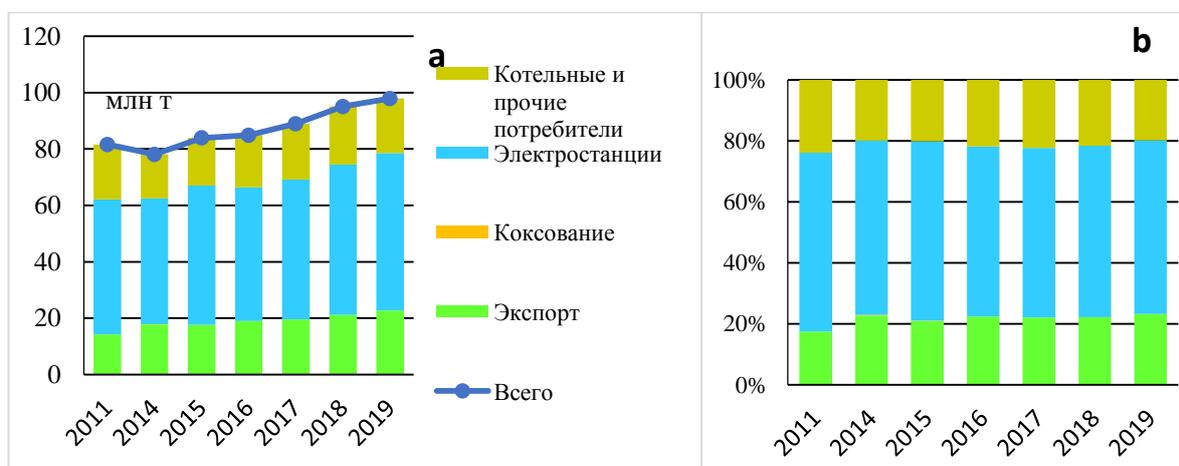


Рис. 1. Поставки углей Восточной Сибири: а) динамика поставок; б) структура поставок
 Fig. 1. Deliveries of coal from Eastern Siberia: а) supply dynamics; б) supply structure

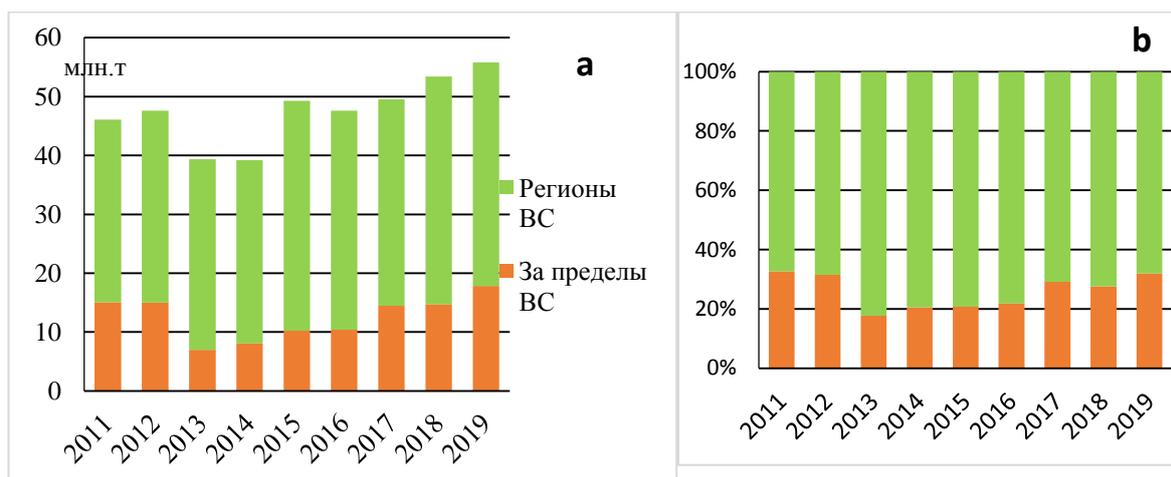


Рис. 2. Поставки восточносибирского угля электростанциям: а) динамика поставок; б) структура поставок
 Fig. 2. Deliveries of East Siberian coal to power plants: а) supply dynamics; б) supply structure

Энергетические угли Восточной Сибири поставляются в основном на электростанции регионов добычи, за исключением углей Красноярского и Забайкальского краев и республики Хакасия. На электростанции вне Восточной Сибири в 2019 г. поставлено 17,8 млн т. За пределы Восточной Сибири поставляются хакассские

угли, в основном в западном направлении, и из Забайкальского края – в восточном, из Красноярского края – в западном и восточном. На отдельных электростанциях вне регионов Восточной Сибири потребление восточносибирских углей составляет от 80 до 100 % от объемов потребляемого топлива. К ним относятся Ря-

занская ГРЭС, отдельные электростанции Алтайского и Приморского краев, Новосибирской и Кемеровской областей. Перевод отдельных блоков электростанций на газ (Череповецкая ГРЭС и другие) в целом не оказал значительного влияния на динамику поставок углей

Восточной Сибири на электростанции. Продолжение тенденций, сложившихся за рассматриваемый период, зависит от возможного сценария развития угольной генерации в России. С точки зрения наличия балансовых запасов угля ограничений нет.

Таблица 4. Поставки угля регионами Восточной Сибири на электростанции, млн т

Table 4. Coal supplies by the regions of Eastern Siberia to power plants, million tons

Регион/Region	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019/*
Восточная Сибирь, всего, в т. ч./Eastern Siberia, total, incl.	46,09	39,19	49,28	47,60	49,55	53,41	55,82/17,8
Красноярский край/Krasnoyarsk region	27,73	25,86	28,05	26,90	27,25	28,89	31,54/12,1
Республика Хакасия/The Republic of Khakassia	1,66	3,18	4,66	3,91	3,61	4,60	4,91/4,9
Республика Тыва/Tuva Republic	0,27	0,10	0,11	0,10	0,09	0,14	0,15
Иркутская область/Irkutsk region	10,30	7,07	7,48	7,68	7,92	8,83	8,51
Республика Бурятия/The Republic of Buryatia	0,80	1,92	2,29	2,32	2,35	2,50	2,49
Забайкальский край/Transbaikal region	7,10	6,54	6,77	6,47	8,31	8,44	8,21/0,8

*Поставки угля на электростанции за пределы Восточной Сибири.

*Coal supply to power plants outside Eastern Siberia.

Проекты и возможности использования ресурсов энергетических углей Восточной Сибири

Проекты сооружения крупных электростанций на угле и расширение мощности действующих (табл. 5) в Восточной Сибири, в том числе для экспорта электроэнергии, рассматривались в различных государственных, федеральных и региональных стратегиях и программах. В качестве организаций, реализующих проекты 2–5 (табл. 5), представлено Открытое акционерное общество «ЕвроСибЭнерго» совместно с энергетическими компаниями Китайской Народной Республики. Планируемые источники финансирования состоят из

20–30 % собственных средств и 70–80 % заемных. Электростанции, в качестве топлива использующие харанорские угли, рассчитаны также на региональных потребителей электро- и теплоэнергии. Суммарная потребность в топливе для представленных ТЭС составляет от 35 до 50 млн т угля в год, только для выработки электроэнергии. Потребность в топливе рассчитана исходя из удельного расхода топлива 276 г у.т./кВт·ч. Если учесть и возможную выработку теплоэнергии, то цифры могут быть несколько выше, но незначительно, так как представленные электростанции ориентированы в основном на экспорт электроэнергии.

Таблица 5. Характеристика проектов строительства и ввода в эксплуатацию электростанций

Table 5. Characteristics of projects for the construction and commissioning of power plants

№ п/п No.	Предприятие или месторождение Enterprise or deposit	Мощность электростанции, МВт Power plant capacity, MW	Месторождение/Deposit	Потребность в топливе, млн т* Fuel demand, million tons*
1	Харанорская ТЭС-2/Kharanorskaya TPP-2	2400	Харанорское/Kharanorskoe	9–12
2	Ишидейское/Ishideyskoe	2000	Ишидейское/Ishideyskoe	6–8
3	Чикойская впадина Chikoy depression	1500	Красночикойское, Зашуланское Krasnochikoyskoe, Zashulanskoe	6–8
4	Мугунское/Mugunskoe	900	Мугунское/Mugunskoe	5–6,0
5	Приаргунская группа Priargunskaya group	900	Пограничное, Приозерное, Кутинское Pogranichnoe, Priozernoe, Kutinskoe	5,5–7
6	Харанорская ГРЭС (4 блок) Kharanorskaya GRES (block 4)	660	Харанорское, Уртуйское Kharanorskoe, Urtuyskoe	2,5–3,5

Примечание: *расчеты авторов без учета выработки теплоэнергии.

Note: *calculations of the authors excluding heat production.

Анализ качественных характеристик углей месторождений (табл. 6) [4, 5] показывает необходимость введения топливоподготовки для сжигания этих углей. Горногеологические и гидрологические условия разработки на всех месторождений достаточно благоприятные.

Строительство новой и расширение мощности существующей ТЭС на харанорском угле планируется за счет расширения мощности действующего Харанорского разреза с 5 до 9 млн т в год. Строительство угольной ТЭС на Мугунском месторождении угля рассчитано на расширение мощности действующего Мугунского разреза с 6 до 13 млн т в год. Комплексная оценка реализации проектов экспорта российской

электроэнергии из Восточной Сибири в Китай показала, что наиболее экономически целесообразным проектом является строительство ТЭС, в качестве топлива использующей Мугунский уголь [16]. Для сооружения угольных ТЭС на углях месторождений Ишидейского, Приаргунской группы и Чикойской впадины планируется создание новых угольных разрезов. Возраст проекта разработки Ишидейского месторождения исчисляется со времен СССР. Сдерживающие факторы строительства разреза на Ишидейском месторождении, кроме невостребованности, связаны с сложными гидрологическими и горнотехническими условиями разработки месторождения: наличие водоносного комплекса, широкое развитие

на площади карьерного поля речной сети, интенсивная заболоченность (80 % от площади) и распространение островной мерзлоты (30 %), шестибальная сейсмичность [8].

Таблица 6. Качественные характеристики месторождений углей, планируемых для строительства электростанций на угле для экспорта электроэнергии

Table 6. Qualitative characteristics of coal deposits planned for the construction of coal-fired power plants for the export of electricity

Месторождение Deposit	Вид угля* Coal type*	Зола Ash	Сера Sulfur	Влага Moisture	Низшая теплота сгорания, МДж/кг Net calorific value, MJ/kg
		%			
Иркутская область/Irkutsk region					
Ишидейское Ishideyskoe	К	16–20	0,5–1,6	14–15	21
Мугунское Mugunskoe	К	18,3–21	0,6–1,6	19–20,6	17–18
Забайкальский край/Transbaikal region					
Харанорское Kharanorskoe	Б	15–32	0,3–0,6	39–44	12–13
Пограничное, Приозерное, Кутинское Pogranichnoe, Priozernoe, Kutinskoe	Б	23–29	0,3–0,4	22–30	12–16
Уртуйское Urtuyskoe	Б	11	0,3	29	17

Примечание: К – каменный, Б – бурый.

Note: K – hard, B – brown.

Месторождения угля Зашуланское и Красночикоийское Забайкальского края отнесены нами к местным углям, поскольку они расположены достаточно далеко от транспортных коммуникаций: Зашуланское в 115 км от железнодорожной станции Петровск-Забайкальский и в 26 км от поселка Шимбилик (население – около 500 человек), а Красночикоийское в 90 км от железнодорожной станции Красный Чикой. Зашуланское месторождение разрабатывается открытым способом с годовым объемом добычи немногим более 100 тыс. т при проектной мощности 6 млн т в год. Угли месторождения пригодны для получения кокса в смеси с южноякутскими углями. Разработка Красночикоийского месторождения предполагала бы отработку запасов каменного угля открытым способом в месте расположений сел Коротково, Быково, Большаково, Александровка, Малоархангельск и Барахаево, что вызвало бы негативную, мягко говоря, реакцию жителей. К тому же власти Забайкальского края считают, что в районе бассейна реки Чикой нужно сохранить уникальную экологию территории. Река Чикой питает и сохраняет кедровые леса района и является одним из доминирующих водорегулирующих районов в водосборном бассейне Байкала. Минприроды удалось добиться решения о включении Красночикоийского месторождения в проект программы лицензирования угольных месторождений России на 2021–2025 гг. Кроме того, для всех пред-

ставленных проектов требуется основательная экологическая экспертиза. Выше приведенные факты свидетельствуют о низкой проработанности проектов строительства угольных электростанций, представленных в государственных документах, и необходимости учета и трезвого взвешивания многих аспектов сооружения перечисленных ТЭС.

Несмотря на относительно низкую эффективность использования месторождений местных углей, ряд малых месторождений разрабатывается. Так, в республике Бурятия для нужд ЖКХ разрабатываются Дабан-Горхонское и Хара-Хужирское месторождения. Кроме разрабатываемых месторождений в Бурятии периодически возникают, рассматриваются и иногда реализуются проекты разработки месторождений местных углей для нужд ЖКХ изолированных территорий. Стратегией социально-экономического развития Республики Бурятия до 2025 года рассматривалась возможность обеспечения нужд ЖКХ в основном за счет развития местных ресурсов угля, а именно путем создания малых угольных предприятий [13], а в стратегии развития Республики Бурятия до 2035 в качестве одной из основных задач развития энергетической системы рассматривается развитие распределенной генерации, в первую очередь в отдаленных изолированных районах. Решение этой задачи возможно путем создания мини ТЭС на угле, основывающихся на использовании ресурсов углей местных месторождений. Содержание ценных металлов и редкоземельных элементов в углях Восточной Сибири, в особенности в углях республики Бурятия и Забайкальского края, создает предпосылки для извлечения в перспективе этих ценных компонент. Существуют и применяются отдельные технологии извлечения таких компонент, а разработкам новых технологий извлечения редких и редкоземельных элементов в работах зарубежных исследователей уделяется значительное внимание [17–19].

Проблемам использования углей низкого сорта в качестве топлива в электро- и теплоэнергетике посвящено множество зарубежных и российских исследований [20–24]. В России пока не существует необходимости широкого вовлечения в хозяйственный оборот низкосортных углей благодаря наличию значительных запасов угля, которые используются без предварительной подготовки топлива. Исключение, возможно, составляют угли изолированных районов, где другие источники топливоснабжения малодоступны или экономически не оправданы [25].

Проблема замены дорогостоящего дизельного топлива в Восточной Сибири на местные угли имеется в ряде поселений. ДЭС мощностью 7,7 мВт с годовым объемом потребления топлива 14 тыс. т эксплуатируется в поселке Ербогачен, на севере Иркутской области. Стоимость завезенного топлива в 2019 г. составила 269 млн р. Доставка топлива осуществляется по зимнику, что иногда создает проблемы с энергообеспечением поселка из-за отсутствия достаточного запаса топлива. В 20 км к северо-востоку от поселка находятся 2 участка каменных углей Ербогаченской площади с суммарными запасами категорий А+В+С1

656 тыс. т. Годового объема добычи местных углей 20–40 тыс. т будет достаточно для замены Ербогаченской ДЭС на мини ТЭЦ на угле. При ориентировочной цене добываемого местного угля 4 тыс. р./т стоимость необходимого годового его объема для угольной мини ТЭЦ будет в диапазоне 80 до 160 тыс. р. Кроме снижения затрат на покупку топлива основным преимуществом этого варианта топливоснабжения является его надежность. Использование ербогаченского угля возможно без топливподготовки: содержание серы 0,9 %, зола – 20–24 %, низшая теплота сгорания – 18 МДж/кг. Срок эксплуатации месторождения в зависимости от объемов добычи может составить от 16 до 33 лет. Изученность месторождения низкая, при условии доразведки и вовлечения запасов категории С2 можно рассчитывать на большой срок его эксплуатации.

На севере Красноярского края расположено Сырадасайское месторождение коксующихся углей Таймырского бассейна, оно находится в 100 км от поселка Диксон. Освоение месторождения уже начато в соответствии с реализацией Стратегии развития Красноярского края до 2030 года с целью экспорта углей. Предполагается создание горно-металлургического комплекса для поставок углей на экспорт в Западную Европу и на азиатско-тихоокеанский рынок. В этом же районе, в 50 км на юг от поселка Диксон, расположено месторождение каменных тощих углей Слободское. В настоящее время месторождение слабо изучено, но его угли можно рассматривать как перспективный энергетический ресурс для создания объектов тепло- и электроэнергетики промышленных поселков и поселений, создаваемых в зоне поселка Диксон. Для энергообеспечения рабочего поселка численностью около одной тысячи человек необходимо сооружение мини ТЭЦ мощностью 5–6 МВт. Суточная потребность в угле колеблется, в зависимости от режима работы и температуры наружного воздуха, от 30 до 70 т, а за год – в пределах 11–25 тыс. т.

В Забайкальском крае расположено Урейское месторождение каменных углей, в 45 км к западу от поселка Дульдурга. Угли марки Д зольностью 14 %, влажностью 3,5–10 %, с содержанием серы 0,5 % и низшей теплотой сгорания 24 МДж/кг являются хорошим топливом для энергетических нужд многочисленных рассредоточенных поселений центральной части Забайкальского края. Рассматриваются также коммерческие предложения по освоению этого месторождения с последующей переработкой углей на месте добычи. Реализация этих проектов предполагает получение помимо электроэнергии удобрений, синтез-газа, моторного топлива и других продуктов переработки угля с целью поставок продуктов как в регионы России, так и на экспорт в Китай. Балансовые запасы угля месторождения превышают 5 млн т, возможный годовой объем добычи может составить от 120 до 140 тыс. т.

На севере Иркутской области, в 46 км от поселка Магистральный, вблизи от железнодорожной трассы БАМ, расположено Хандинское месторождение бурых углей. Угли месторождения малосернистые и

низкозольные, но взрывоопасные по пыли и не устойчивые к окислению и могут быть использованы как низкосортное энергетическое топливо [14]. Но в этом отсутствует необходимость, поскольку электроснабжение поселка Магистральный осуществляется от подстанции «Киренга». Для покрытия, роста электрических нагрузок в поселке Магистральный строительства новых источников электроснабжения не требуется, поскольку в соответствии со Схемой теплоснабжения Магистральнинского муниципального образования Казачинско-Ленского района на период до 2028 г. ПС «Киренга» обладает достаточным резервом мощности для подключения новых потребителей электроэнергии. Перспективы использования хандинских углей связаны только с углехимией. Хандинские угли содержат в своем составе 70 % гуминовых кислот, и по своему качественному составу они являются перспективным сырьем для получения буругольного воска, углещелочных реагентов и препаратов гуминовых кислот, а также производства органических удобрений [14].

Потребность ЖКХ в местных углях во многом будет зависеть от перспектив развития близлежащих к месторождениям регионов: возникновения новых предприятий промышленности и, соответственно, создания или расширения поселений в районах нового освоения, а также от развития в доступной близости от этих регионов объектов транспортной инфраструктуры. Проблемы глубокой переработки углей широко обсуждаются на государственном уровне. В октябре 2020 г. комитетом Государственной Думы по энергетике представлены рекомендации «круглого стола» на тему «Законодательное обеспечение развития глубокой переработки угля и углехимии». Месторождения угля Восточной Сибири, перспективные для широкомасштабного развития углехимии, имеются практически во всех регионах Восточной Сибири. В настоящее время в Красноярском крае компанией СУЭК на Березовском разрезе реализуется инвестиционный проект, позволяющий получать целую линейку продуктов для разных направлений использования. Особое внимание уделяется технологии получения из угля бездымного топлива.

Перспективы использования ресурсов энергетических углей Восточной Сибири

Несмотря на складывающееся соперничество между «угольной» и «газовой» генерацией, мероприятиями, предусмотренными в Стратегии долгосрочного развития Российской Федерации по снижению уровня выбросов парниковых газов до 2050 года, предпочтительность «угольной» будет сохраняться еще длительное время, особенно в восточных регионах России [26–28]. Основные проблемы при этом сводятся к необходимости разработки и внедрения новых современных технологий в угольной энергетике, направленных на повышение технической эффективности оборудования и улучшение экологических показателей. Эта проблема широко обсуждается в многочисленных работах российских и зарубежных исследователей [9, 29–36].

В исследованиях выполнена оценка возможного коридора использования углей Восточной Сибири (рис. 3). Объемы поставок получены экспертно. Минимальному варианту соответствует:

- сокращение поставок угля за пределы Восточной Сибири из-за перевода электростанций и котельных европейской части России на газовое топливо с 17,8 до 8 млн т; прочих потребителей – с 19,3 до 10 млн т;
- сохранение существующих мощностей угольных электростанций Восточной Сибири с незначительным приростом поставок за счет расширения энергообеспеченности населения;
- сокращение потребления угля за счет внедрения энергосберегающих технологий;
- снижение удельного расхода топлива за счёт внедрения передовых технологий сжигания.

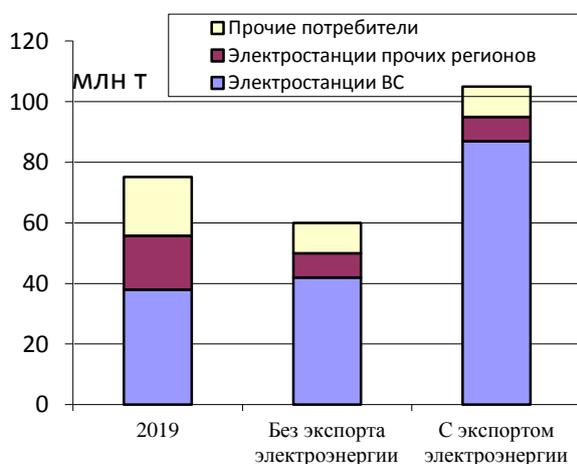


Рис. 3. Поставки энергетических углей Восточной Сибири
Fig. 3. Thermal coal supply from Eastern Siberia

Максимально возможный объем поставок энергетических углей включает строительство ТЭС для экспорта электроэнергии и при возможном в перспективе умеренном росте спроса на электро- и теплоэнергию за счет реализации проектов развития горнодобывающей промышленности и улучшения энергообеспечения ЖКХ и прочих потребителей.

Использование месторождений местных углей не входит в оценку коридора использования углей Восточной Сибири ввиду отсутствия проектов. Вовлечение низкокачественных и местных углей в хозяйственный оборот будет зависеть в основном от их востребованности и, в первую очередь, от их местоположения относительно потенциальных потребителей, а также от качественных характеристик и свойств углей. Использование местных углей возможно в качестве топлива для котельных и мини-ТЭЦ в жилых поселках северных территорий региона, создаваемых в процессе освоения этих территорий с целью разработки перспективных месторождений минерально-сырьевых ресурсов.

Рост экспорта угля, предусмотренный в программных документах, предусматривает увеличение переработки угля на обогатительных фабриках. Про-

дуктами переработки являются концентрат, поставляемый на экспорт, и промпродукт, являющийся низкосортным топливом, не востребованность которого может ограничивать поставки на экспорт. Незначительный рост поставок энергетического угля ожидается на электростанции для удовлетворения собственной растущей потребности в электроэнергии и тепле, в том числе за счет развития горнодобывающей промышленности в Забайкальском крае и республике Бурятия. Существенный рост поставок энергетического угля возможен только в связи с предусматриваемым программными документами строительством и введением в эксплуатацию угольных электростанций для экспорта электроэнергии.

Перспективное направление развития уголедобычи и углепользования – это создание на базе месторождений промышленного кластера с получением продуктов переработки не только углей, но и техногенных отходов. Это включает строительство на борту предприятий уголедобычи современных угольных ТЭС. При этом в качестве важнейшего технического направления получают развитие технологии сжигания угля в кипящем слое, позволяющие заметно снизить выбросы вредных веществ [29].

Выводы

Наличие значительных потенциальных ресурсов энергетических углей в Восточной Сибири позволяет рассматривать их как надежный источник топлива для ТЭС и котельных на длительную перспективу и в качестве экспортного потенциала и сырья для углехимической промышленности. Максимально возможная потребность в угле для ТЭС существенно ниже потенциальных возможностей увеличения добычи углей в Восточной Сибири. В зависимости от сценария развития экономики региона возможен рост производства электроэнергии в Восточной Сибири при увеличении доли угольной генерации и сокращении доли ГЭС. Значительный рост использования углей Восточной Сибири возможен только в качестве топлива на электростанциях, ориентированных на экспорт электроэнергии. Проекты сооружения таких электростанций пока недостаточно обоснованы и требуют дополнительной проработки—технологических аспектов и изучения емкости международного рынка электроэнергии и исследования рисков, обусловленных геополитическими условиями. Строительство электростанций на угле для экспорта электроэнергии в ближайшей перспективе представляется маловероятным. Переход на безуглеродную энергетику для Восточной Сибири в настоящее время тоже маловероятен, по разным причинам, в том числе экономическим и социальным.

Ограниченные масштабы использования низкосортных и местных углей Восточной Сибири в настоящее время обусловлены наличием в регионе ресурсов более качественных углей с достаточной степенью эффективности их транспортировки и использования у рассредоточенных потребителей, а также существующей возможностью подключения некоторых потребителей к существующим сетям электроснабжения.

Разработка месторождений местных углей перспективна на территориях региона с низкой транспортной доступностью и зависит от конкурентоспособности с привозными и другими энергоносителями (газ, гидроэнергия, угли крупных месторождений). При использовании передовых технологий сжигания угля ТЭС малой мощности в местах добычи местных углей могут составить конкуренцию для источников теплоэнергии на другом виде топлива [36].

Наиболее перспективным с позиций экономики и экологии представляется создание на базе месторождений угля промышленных кластеров.

В состав кластера могут входить предприятия: по добыче и переработке угля и техногенных отходов, электростанции на угле и газе из угольных пластов, а также другие предприятия. В таких проектах конечными продуктами являются продукты с высокой добавленной стоимостью, полученные при переработке не только угля и дегазации угольных пластов, но и шахтных вод, шлаков и выбросов в атмосферу после сжигания угля на электростанциях и т. д. В силу уникальности месторождений угля для каждого месторождения должен быть подготовлен индивидуальный проект с отличающимся составом предприятий и конечных продуктов.

Благоприятными факторами для использования энергетических углей Восточной Сибири являются:

- высокая обеспеченность запасами энергетических углей Восточной Сибири для развития добычи;
 - перспективность большинства месторождений для обработки открытым способом;
 - относительно высокий уровень развития транспортных коммуникаций, в районах перспективных крупных месторождений;
 - наличие балансовых запасов местных углей в энергодефицитных территориях, ориентированных на дорогое привозное топливо;
 - высокий экономический потенциал региона.
- К сдерживающим факторам могут быть отнесены:
- низкая степень диверсификации отраслевой структуры промышленности и низкая доля в экономике региона высокотехнологичного сектора;
 - миграционный отток населения;
 - слабое развитие инженерной и рыночной инфраструктуры;
 - высокий уровень загрязнения природной среды в районах разработки крупных месторождений;
 - экстремальные климатические условия на значительной части региона.

Исследование выполнено в рамках научного проекта XI.174.2. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. АААА-А21-121012090010-7.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фаузер В.В., Лыткина Т.С., Смирнов А.В. Дифференциация арктических территорий по степени заселенности и экономической освоенности // Арктика: экология и экономика. – 2017. – Т. 28. – № 4. – С. 18–31. DOI: 10.25283/2223-4594-2017-4-18-31.
2. BP Energy Outlook. 2020 edition. URL: <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/bp-energy-outlook-2020.pdf> (дата обращения 02.08.2021).
3. Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений Сибирского энергетического института – Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.
4. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2019 года. Вып. 91. Уголь. Том VII. Сибирский федеральный округ. Часть 2. – М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд, 2019. – 314 с. URL: <https://rfgf.ru/info-resursy/raboty-po-izucheniyu-nedr> (дата обращения 26.08.2021).
5. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2019 года. Вып. 91. Уголь. Том VIII. Дальневосточный федеральный округ. – М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд, 2019. – 412 с. URL: <https://rfgf.ru/info-resursy/raboty-po-izucheniyu-nedr> (дата обращения 26.08.2021).
6. Прогнозные ресурсы твердых и твердых горючих (уголь) полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2019 года. – М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд, 2019. – 80 с. URL: <https://rfgf.ru/info-resursy/raboty-po-izucheniyu-nedr> (дата обращения 26.08.2021).
7. Статистические и аналитические информационные материалы по основным показателям производственной деятельности организаций угольной отрасли России. – М.: ЦДУ ТЭК, 2000–2019. URL: <http://www.cdu.ru> (дата обращения 06.08.2021).
8. Быкадоров В.С., Череповский В.Ф. Угольная база России. Том III. Угольные бассейны и месторождения Восточной Сибири Южная часть (Красноярский край, Канско-Ачинский бассейн; Республика Хакасия, Минусинский бассейн; Республика Тыва, Улугхемский бассейн; Иркутская область, Иркутский бассейн и угольные месторождения Предбайкалья). – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2002. – 488 с. URL: <https://www.geokniga.org/books/15173> (дата обращения 02.08.2021).
9. Редкие и рассеянные элементы в углях Забайкалья / Г.П. Сидорова, А.А. Якимов, Н.В. Овчаренко, Т.О. Гущина // Вестн. Забайкал. гос. ун-та. – 2019. – Т. 25. – № 2. – С. 26–33.
10. Микроэлементы в углях Восточной Сибири / Н.Г. Вязова, Л.П. Шаулина А.Ф. Шмидт, Л.М. Димова // Химия твердого топлива. – 2016. – № 5. – С. 45–55. DOI: 10.7868/S0023117716050091.
11. Schobert H. Introduction to low-rank coals // Low-Rank Coals for Power Generation, Fuel and Chemical Production. – 2017. – P. 3–21. URL: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100895-9.00001-2> (дата обращения 31.08.2021).
12. Pawlak-Kruczek H. Properties of low rank coals and resulting challenges in their utilization // Low-Rank Coals for Power Generation, Fuel and Chemical Production. – 2017. – P. 23–40. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-100895-9.00002-4> (дата обращения 31.08.2021).
13. Перспективы использования малых угольных разрезов Республики Бурятия / М.В. Куклина, Т.А. Баяскаланова, В.Н. Богданов, Н.Г. Уразова // Фундаментальные исследования. – 2018. – № 4. – С. 98–103. URL: <http://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=42125> (дата обращения 23.08.2021).
14. Н.Г. Вязова, А.Г. Пройдаков, Л.П. Шаулина, А.Ф. Шмидт. Использование молодых бурых углей Хандинского месторождения Иркутской области // Химия твердого топлива. – 2019. – № 3. – С. 3–8. URL: <http://doi.org/10.1134/S0023117719030113> (дата обращения 23.08.2021).
15. Таразанов И.Г., Губанов Д.А. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2019 года // Уголь. – 2020. – № 3. – С. 54–69. DOI: 10.18796/0041-5790-2020-3-54-69.
16. Lagerev A., Khanaeva V., Smirnov K. A comprehensive assessment of comparative effectiveness of projects for power export from East Siberia to China: a methodological approach and

- results of its application // E3S Web of Conferences. – 2018. – V. 27. URL: <http://doi.org/10.1051/e3sconf/20182702003> (дата обращения 23.08.2021).
17. Selective sequential recovery of zinc and copper from acid mine drainage / H. Passos, B. Cruz, N. Schaeffer, C. Patinha, E.F. da Silva, A.P. João Coutinho // ACS Sustainable Chemistry & Engineering – 2021. – V. 9. – P. 3647–3657. URL: <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.0c07549> (дата обращения 23.08.2021).
 18. Influence of the anionic zinc-adeninate metal–organic framework structure on the luminescent detection of rare earth ions in aqueous streams / S.E. Crawford, J.E. Ellis, P.R. Ohodnicki, J.P. Baltrus // ACS Applied Materials & Interfaces – 2021. – V. 13 (6). – P. 7268–7277. URL: <https://doi.org/10.1021/acsmi.0c20990> (дата обращения 23.08.2021).
 19. Techno-economic and life cycle assessments for sustainable rare earth recovery from coal byproducts using biosorption / M. Alipanah, D.M. Park, A. Middleton, Z. Dong, H. Hsu-Kim, Y. Jiao, H. Jin // ACS Sustainable Chemistry & Engineering. – 2020. – V. 8 (49). – P. 17914–17922. URL: <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.0c04415> (дата обращения 23.08.2021).
 20. Filippov S.P. New technological revolution and energy requirements // Foresight and STI Governance. – 2018. – V. 12. – № 4. – P. 20–33. DOI: 10.17323/2500-2597.2018.4.20.33.
 21. High-efficiency pulverized coal power generation using low-rank coals / M. Agraniotis, C. Bergins, M. Stein-Cichoszewska, E. Kakaras // Low-Rank Coals for Power Generation, Fuel and Chemical Production. – 2017. – P. 95–124. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-100895-9.00005-X>.
 22. Application of the technology of combustion of solid fuels in a circulating fluidized bed / G.A. Ryabov, E.V. Antonenko, I.V. Krutitskii, O.M. Folomeev, A.V. Belyaev // Power Technology and Engineering. – 2018. – V. 52 (3). – P. 308–313. DOI: 10.1007/s10749-018-0950-0.
 23. Katalambula H., Gupta R. Low-grade coals: a review of some prospective upgrading technologies // Energy Fuels. – 2009. – V. 23 (7). – P. 3392–3405. DOI: 10.1021/ef801140t.
 24. Алгоритм оптимального выбора наилучших доступных технологий для Российских ТЭС / П.В. Росляков, О.Е. Кондратьева, А.Н. Головтеева, А.М. Сиваковский // Теплоэнергетика. – 2019. – № 4. – С. 60–72. URL: <http://dx.doi.org/10.1134/S0040363619040064> (дата обращения 23.08.2021).
 25. Филиппов С.П., Дильман М.Д., Илюшин П.В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. – 2019. – № 12. – С. 4–17. URL: <http://doi.org/10.1134/S0040363619120038> (дата обращения 23.08.2021).
 26. Афанасьев А.А. Уголь VS газ в электроэнергетике (обзор состояния и перспективы) // Энергия: экономика, техника, экология. – 2018. – № 9. – С. 2–10. URL: <http://doi.org/10.31857/S023336190001701-7> (дата обращения 23.08.2021).
 27. Новак А.В. Угольная промышленность России: история на века // Энергетическая политика. – 2020. URL: <https://energypolicy.ru/a-novak-ugolnaya-promyshlennost-ross/business/2020/13/17/> (дата обращения 02.06.2021).
 28. Тумановский Ф.Г. Перспективы развития угольных ТЭС России // Теплоэнергетика. – 2017. – № 6. – С. 3–13. URL: <http://doi.org/10.1134/S004036361706008X> (дата обращения 02.06.2021).
 29. Pyrolysis characteristics of low-rank coal under a CO-containing atmosphere and properties of the prepared coal chars / Cheng Ma, Chong Zou, Junxue Zhao, Ruimeng Shi, Xiaoming Li, Jiangyong He, Xiaorui Zhang // Energy & Fuels. – 2019. – V. 33 (7). – P. 6098–6112. URL: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00860> (дата обращения 02.06.2021).
 30. Influence of the hydrothermal dewatering on the combustion characteristics of Chinese low-rank coals / Lichao Ge, Yanwei Zhang, Chang Xu, Zhihua Wang, Junhu Zhou, Kefa Cen // Applied Thermal Engineering. – 2015. – V. 90. – P. 174–181. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.07.015> (дата обращения 02.06.2021).
 31. Mills S. Low quality coals – key commercial, environmental and plant considerations // IEA Clean Coal Centre. – 2016. URL: <https://usea.org/sites/default/files/Low%20quality%20coals%20-%20key%20commercial%2C%20environmental%20and%20plant%20considerations%20-ccc270.pdf> (дата обращения 02.08.2021).
 32. Ioannis V., Panagiotis D., Nikolaos N. Critical review of current industrial scale lignite drying technologies. Low-Rank Coals for Power Generation // Fuel and Chemical Production. – 2017. – P. 41–71. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-100895-9.00003-6> (дата обращения 02.06.2021).
 33. Использование органических топливных добавок для повышения эффективности сжигания угля / В.Е. Мессерле, Г. Паскалов, К.А., Умбеткалиев А.Б. Устименко // Теплоэнергетика. – 2020. – № 2. – С. 46–53. DOI: 10.1134/S004036362002004
 34. Analysis of heat rate improvement potential at coal-fired power plants // U.S. Energy Information Administration. 2015. URL: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/heatrate/pdf/heat_rate.pdf (дата обращения 05.10.2021).
 35. Сомова Е.В., Тугов А.Н., Тумановский А.Г. Обзор зарубежных конструкций энергетических котлов на суперсверхкритические параметры пара и перспективы создания энергоблоков ССКП в России // Теплоэнергетика. – 2021. – № 6. – С. 6–24. DOI: 10.1134/S00403636210600
 36. Technology pathways in decarbonisation scenarios / A. de Vita, I. Kielichowska, P. Mandatova, P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias, L. de Vos, A. Dadkhan, G. Dekelver // Asset. – 2018. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf (дата обращения 11.10.2021).

Поступила 17.11.2021 г.

Информация об авторах

Такайшвили Л.Н., кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН.

Агафонов Г.В., кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН.

UDC 620.91 (571.53) "312/313"

TRENDS AND PROSPECTS FOR USING ENERGY COALS OF EASTERN SIBERIA

Ludmila N. Takaishvili¹,
luci@isem.irk.ru

Gleb V. Agafonov¹,
gleb@isem.irk.ru

¹ Melentiev Energy System Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to study the reserves of thermal coal in Eastern Siberia to identify predictive criteria for their use.

The main aim of the research is to assess the available resources of thermal coals in the region while allocating resources of low-quality and local coals and the prospects and restrictions for their use for energy needs.

Objects: coal deposits, balance reserves, local coals, supply trends and prospects for the use of coals from Eastern Siberia, projects for the construction of energy facilities on coal.

Methods: methods of system analysis: classification, structuring and restructuring, analysis, formalization and concretization.

Results. The place of coals of Eastern Siberia in the structure of fuel consumption in Russia is shown. An assessment of the resources of low-quality and local coals and the possibilities of their use for energy needs has been made. Analysis of trends in the consumption of thermal coal in Eastern Siberia showed a slight increase in supplies to power plants with relatively stable supplies to other consumers. At the same time, about 30 % of the total volume of fuel supplies to power plants is supplied outside Eastern Siberia. The potential level of coal resources available in the future for the needs of the energy sector was calculated. It is about 400 million tons/year. The demand for resources for the energy sector, both at present and in the future, is significantly lower than the mining opportunities. In the future, the most demanded direction for the use of coal will remain energy, mainly thermal power plants. The region of Eastern Siberia belongs to infrastructure-rarefied systems, and when analyzing the balance reserves of steam coal, a category of local ones was identified. Their feature is their remoteness from settlements and transport communications. The assessment of the prospects for the involvement of local coals in the economic turnover was carried out. The use of local and low-grade coals is only possible in boiler houses and small thermal power plants, where competition with other types of fuel, including imported coal, is minimal. According to the authors' calculations, the possible supply corridor for East Siberian coal is determined by the variant of economic development. The lower limit, compared to the level of 2019, corresponds to a slight increase in supplies, and the upper one – more than twofold, only due to the commissioning of thermal power plants for the export of electricity. Estimated volumes of coal consumption by export CHPPs can range from 35 to 50 million tons. The region's thermal coal production potential significantly exceeds the demand for the upper limit of the possible supply corridor. The results of the analysis of the thermal coal resources of Eastern Siberia show their reliability in the long term as a source of fuel for thermal power plants and for the needs of coal chemistry.

Key words:

Power-generating coal, balance reserves, Eastern Siberia, consumption, production, development of coal mining, projects, reserves-to-production ratio, tendencies.

The research was carried out within the scientific project XI.174.2 of the program of fundamental researches SB RAS, reg. AAAA-A21-121012090010-7.

REFERENCES

1. Fauzer V.V., Lytkina T.S., Smirnov A.V. Differentiation of the Arctic territories by the degree of population and economic development. *Arctic: ecology and economics*, 2017, vol. 28, no. 4, pp. 18–31. In Rus. DOI: 10.25283/2223-4594-2017-4-18-31.
2. *BP Energy Outlook – 2020 edition*. Available at: <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/bp-energy-outlook-2020.pdf> (accessed 2 August 2021).
3. *Sistemnye issledovaniya v energetike: retrospektiva nauchnykh napravleniy Sibirskogo energeticheskogo instituta – Instituta sistem energetiki im. L.A. Melenteva* [Systems research in the energy sector: retrospective scientific directions of Siberian energy institute – Melentiev energy systems institute]. Ed. by N.I. Voropai. Novosibirsk, Nauka Publ., 2010. 686 p.
4. *Gosudarstvenny balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiyskoy Federatsii na 1 yanvarya 2019 goda. Vyp. 91. Ugol. Tom VII. Sibirsky federalny okrug. Ch. 2* [State balance of mineral reserves of the Russian Federation as of January 1, 2019. Iss. 91. Coal. Vol. VII. Siberian Federal District. P. 2]. Moscow, Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, Federal Agency for Subsoil Use, Russian Federal Geological Fund, 2019. 314 p. Available at: <https://rfgf.ru/info-resursy/raboty-po-izucheniyu-nedr> (accessed 26 August 2021).
5. *Gosudarstvenny balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiyskoy Federatsii na 1 yanvarya 2019 goda. Vyp. 91. Ugol. Tom VIII. Dalnevostochny federalny okrug* [State balance of mineral reserves of the Russian Federation as of January 1, 2019. Iss. 91. Coal. Vol. VIII. Far Eastern Federal District]. Moscow, Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, Federal Agency for Subsoil Use, Russian Federal Geological Fund, 2019. 412 p. Available at: <https://rfgf.ru/info-resursy/raboty-po-izucheniyu-nedr> (accessed 26 August 2021).
6. *Prognoznye resursy tverdykh i tverdykh goryuchikh (ugol) poleznykh iskopaemykh Rossiyskoy Federatsii na 1 yanvarya 2019 goda* [Inferred resources of solid and solid combustible (coal) minerals of the Russian Federation as of January 1, 2019]. Moscow, Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation, Federal Agency for Subsoil Use, Russian Federal Geological Fund, 2019. 80 p. Available at: <https://rfgf.ru/info-resursy/raboty-po-izucheniyu-nedr> (accessed 26 August 2021).
7. *Statisticheskie i analiticheskie informatsionnye materialy po osnovnym pokazatelyam proizvodstvennoy deyatelnosti organizatsiy uglonoy otrasli Rossii* [Statistical and analytical information materials on the main indicators of the production activities of organizations in the coal industry in Russia]. Moscow, CDU Fuel and energy complex. Available at: <http://www.cdu.ru> (accessed 6 August 2021).

8. Bykadorov V.S., Cherepovskiy V.F. *Ugolnaya baza Rossii. Tom III. Ugolnye basseyny i mestorozhdeniya Vostochnoy Sibiri, Yuzhnaya chast (Krasnoyarskiy kray, Kansk-Achinskiy basseyn; Respublika Khakasiya, Minusinskiy basseyn; Respublika Tyva, Ulugkhemskiy basseyn; Irkutskaya oblast, Irkutskiy basseyn i ugolnye mestorozhdeniya Predbaykalya)* [Coal base of Russia. Vol. III. Coal basins and deposits of Eastern Siberia Southern part (Krasnoyarsk Territory, Kansk-Achinsk Basin; Republic of Khakassia, Minusinsk Basin; Republic of Tyva, Ulughem Basin; Irkutsk Region, Irkutsk Basin and Coal Deposits of Cisbaikalia). Moscow, ZAO «Geoinformmark» Publ., 2002. 488 p. Available at: <https://www.geokniga.org/books/15173> (accessed 2 August 2021).
9. Sidorova G.P., Yakimov A.A., Ovcharenko N.V., Gushchina T.O. Rare and scattered elements in the coals of Transbaikalia. *Vestn. Zabajkal. gos. un-ta.*, 2019, vol. 25, no. 2, pp. 26–33. In Rus.
10. Vyazova N.G., Shaulina L.P., Shmidt A.F., Dimova L.M. Trace elements in the coals of Eastern Siberia. *Khimiya tverdogo topliva*, 2016, no. 5, pp. 45–55. In Rus. DOI: 10.7868/S0023117716050091.
11. Schobert H. Introduction to low-rank coals. Low-Rank Coals for Power Generation. *Fuel and Chemical Production*, 2017, pp. 3–21. Available at: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100895-9.00001-2> (accessed 31 August 2021).
12. Pawlak-Kruczek H. Properties of low rank coals and resulting challenges in their utilization. Low-Rank Coals for Power Generation. *Fuel and Chemical Production*, 2017, pp. 23–40. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-100895-9.00002-4> (accessed 31 August 2021).
13. Kuklina M.V., Bayaskalanova T.A., Bogdanov V.N., Urazova N.G. Prospects for the use of small coal mines in the Republic of Buryatia. *Fundamentalnye issledovaniya*, 2018, no. 4, pp. 98–103. In Rus. Available at: <http://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=42125> (accessed 23 August 2021).
14. Vyazova N.G., Proidakov A.G., Shaulina L.P., Shmidt A.F. Ispol'zovanie molodykh burykh ugley Khandinskogo mestorozhdeniya Irkutskoy oblasti [Use of young brown coals of the Khandinsky deposit of the Irkutsk region]. *Khimiya tverdogo topliva*, 2019, no. 3, pp. 3–8. Available at: <http://doi.org/10.1134/S0023117719030113> (accessed 23 August 2021).
15. Tarazanov I.G., Gubanov D.A. Results of the work of the coal industry in Russia for January–December 2019. *Ugol*, 2020, no. 3, pp. 54–69. In Rus. DOI: 10.18796/0041-5790-2020-3-54-69.
16. Lagerev A., Khanaeva V., Smirnov K.A. Comprehensive assessment of comparative effectiveness of projects for power export from East Siberia to China: a methodological approach and results of its application. *E3S Web of Conferences*, 2018, vol. 27. Available at: <http://doi.org/10.1051/e3sconf/20182702003> (accessed 23 August 2021).
17. Passos H., Cruz B., Schaeffer N., Patinha C., Ferreira da Silva E., João A.P., Coutinho. Selective sequential recovery of zinc and copper from acid mine drainage. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 2021, vol. 9 (10), pp. 3647–3657. Available at: <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.0c07549> (accessed 23 August 2021).
18. Crawford S.E., Ellis J.E., Ohodnicki P.R., Baltrus J.P. Influence of the anionic zinc-adeninate metal–organic framework structure on the luminescent detection of rare earth ions in aqueous streams. *ACS Applied Materials & Interfaces*, 2021, vol. 13 (6), pp. 7268–7277. Available at: <https://doi.org/10.1021/acsmi.0c20990> (accessed 23 August 2021).
19. Alipanah M., Park D.M., Middleton A., Dong Z., Hsu-Kim H., Jiao Y., Jin H. Techno-economic and life cycle assessments for sustainable rare earth recovery from coal byproducts using bio-sorption. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 2020, vol. 8 (49), pp. 17914–17922. Available at: <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.0c04415> (accessed 23 August 2021).
20. Filippov S.P. New technological revolution and energy requirements. *Foresight and STI Governance*, vol. 12, no. 4, pp. 20–33. In Rus. DOI: 10.17323/2500-2597.2018.4.20.33.
21. Agraniotis M., Bergins C., Stein-Cichoszewska M., Kakaras E. High-efficiency pulverized coal power generation using low-rank coals. Low-Rank Coals for Power Generation. *Fuel and Chemical Production*, 2017, pp. 95–124. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-100895-9.00005-X> (accessed 23 August 2021).
22. Ryabov G.A., Antonenko E.V., Krutitskii I.V., Folomeev O.M., Belyaev A.V. Application of the technology of combustion of solid fuels in a circulating fluidized bed. *Power Technology and Engineering*, 2018, vol. 52 (3), pp. 308–313. DOI: 10.1007/s10749-018-0950-0.
23. Katalambula H., Gupta R. Low-grade coals: a review of some prospective upgrading technologies. *Energy Fuels*, 2009, vol. 23 (7), pp. 3392–3405. DOI: 10.1021/ef801140t.
24. Roslyakov P.V., Kondrateva O.E., Golovteeva A.N., Sivakovskii A.M. Algorithm of optimal selection of the best available technologies for Russian thermal power plants. *Teploenergetika*, 2019, no. 4, pp. 60–72. In Rus. DOI: 10.1134/S004036361904006
25. Filippov S.P., Dilman M.D., Ilyushin P.V. Distributed generation and sustainable development of regions. *Teploenergetika*, 2019, no. 12, pp. 4–17. In Rus. Available at: <http://doi.org/10.1134/S0040363619120038> (accessed 23 August 2021).
26. Afanasev A.A. Ugol vs gaz v elektroenergetike (obzor sostoyaniya i perspektivy) [VS coal gas in the power industry (overview of the state and prospects)]. *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya*, 2018, no. 9, pp. 2–10. Available at: <http://doi.org/10.31857/S023336190001701-7> (accessed 23 August 2021).
27. Novak A.V. Ugolnaya promyshlennost Rossii: istoriya na veka [The coal industry of Russia: a history for centuries]. *Energeticheskaya politika*, 2020. Available at: <https://energypolicy.ru/analiz-ugolnaya-promyshlennost-ross/business/2020/13/17/> (accessed 23 August 2021).
28. Tumanovskiy F.G. Prospects for the development of coal-fired TPPs in Russia. *Teploenergetika*, 2017, no. 6, pp. 3–13. In Rus. Available at: <http://doi.org/10.1134/S004036361706008X> (accessed 23 August 2021).
29. Cheng Ma, Chong Zou, Junxue Zhao, Ruimeng Shi, Xiaoming Li, Jiangyong He, Xiaorui Zhang. Pyrolysis characteristics of low-rank coal under a CO-containing atmosphere and properties of the prepared coal chars. *Energy & Fuels*, 2019, vol. 33 (7), pp. 6098–6112. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00860> (accessed 23 August 2021).
30. Lichao Ge, Yanwei Zhang, Chang Xu, Zhihua Wang, Junhu Zhou, Kefa Cen. Influence of the hydrothermal dewatering on the combustion characteristics of Chinese low-rank coals. *Applied Thermal Engineering*, 2015, vol. 90, pp. 174–181. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.07.015> (accessed 23 August 2021).
31. Mills S. Low quality coals – key commercial, environmental and plant considerations. *IEA Clean Coal Centre*, 2016. Available at: <https://usea.org/sites/default/files/Low%20quality%20coals%20-%20key%20commercial%2C%20environmental%20and%20plant%20considerations%20-ccc270.pdf> (accessed 2 August 2021).
32. Violidakis I., Drosatos P., Nikolopoulos N. Critical review of current industrial scale lignite drying technologies. Low-Rank Coals for Power Generation. *Fuel and Chemical Production*, 2017, pp. 41–71. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-100895-9.00003-6> (accessed 2 June 2021).
33. Messerle V.E., Paskalov G., Umbetkaliev K.A., Ustimenko A.B. The use of organic fuel additives to improve the efficiency of coal combustion. *Teploenergetika*, 2020, no. 2, pp. 46–53. In Rus. DOI: 10.1134/S004036362002004
34. *Analysis of heat rate improvement potential at coal-fired power plants. U.S. Energy Information Administration*. 2015. Available at: <https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/heatrate/pdf/heatrate.pdf> (accessed 5 October 2021).
35. Somova E.V., Tugov A.N., Tumanovskii A.G. Review of foreign designs of power boilers for super-supercritical steam parameters and prospects for the creation of power units in Russia. *Teploenergetika*, 2021, no. 6, pp. 6–24. In Rus. DOI: 10.1134/S00403636210600
36. De Vita A., Kielichowska I., Mandatova P., Capros P., Dimopoulou E., Evangelopoulou S., Fotiou T., Kannavou M., Siskos P., Zazias G., De Vos L., Dadkhan A., Dekelver G. Technology pathways in decarbonisation scenarios. *Asset*, 2018. Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf (accessed 11 October 2021).

Received: 17 November 2021.

Information about the authors

Ludmila N. Takaishvili, Cand. Sc., senior researcher, Melentiev Energy System Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Gleb V. Agafonov, Cand. Sc., senior researcher, Melentiev Energy System Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 504.064

ЕСТЕСТВЕННЫЕ РАДИОНУКЛИДЫ (^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th) В ДЕПОНИРУЮЩИХ СРЕДАХ (ТЕРРИТОРИИ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНО-МАГНИЕВЫХ СОЛЕЙ)

Перевощиков Роман Дмитриевич,
rprevoshnikov@bk.ru

Пермский государственный национальный исследовательский университет,
Россия, 614068, г. Пермь, ул. Генкеля, 4.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью изучения радиоактивной нагрузки в зоне влияния объектов горной добычи.

Цель: оценка удельной активности природных радионуклидов ^{226}Ra , ^{232}Th и ^{40}K в депонирующих средах и анализ их пространственного распределения, а также измерение содержания K^+ в снежном покрове.

Объекты: почвы, донные отложения, снег.

Методы: Измерение удельной активности природных радионуклидов (^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th) в пробах почв и донных отложений проводили на сцинтилляционном гамма-спектрометре МКС-01А «МУЛЬТИРАД» (Россия). Для обработки гамма-спектров использован программный пакет «Прогресс». Содержание калия в талой воде определено методом капиллярного электрофореза на КАВ «Капель 104».

Результаты. Удельная активность ^{40}K для большинства исследованных проб почв на территории Верхнекамского месторождения солей не превышает среднемировых значений, для проб донных отложений – других территорий с техногенным влиянием. В непосредственной близости от калийного предприятия наблюдается повышенное содержание K^+ в снежном покрове, обусловленное ветровым режимом территории. Миграция исследованных радионуклидов ограничивается зоной 2 км, ионов K^+ – зоной 3 км. Максимальные активности ^{226}Ra и ^{232}Th в исследованных пробах почв существенно ниже среднемировых значений. В почвах исследуемой территории обнаружены зоны с отношением значений активности $^{232}\text{Th}/^{226}\text{Ra} < 1$, что служит индикатором техногенного воздействия. Конфигурация этих зон указывает на отсутствие их связи с деятельностью рудоуправления по добыче калийных солей. Полученные результаты могут применяться в радиационном мониторинге горнодобывающих предприятий, а также в экологической оценке с использованием данных радиационных наблюдений.

Ключевые слова:

Почвы, донные отложения, снег, естественные радионуклиды, радий, торий, калий, γ -спектрометр, Верхнекамское месторождение калийных солей.

Введение

Радиоактивное излучение элементов оказывает непрерывное влияние на биохимические и физиологические процессы в живых организмах. Радиоактивные элементы содержатся в горных породах, строительных и бытовых материалах, водах и атмосферном воздухе. Наибольшую роль при этом играют широко распространенные элементы: ^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th . Определенный вклад вносит и космическое излучение. Суммарное воздействие всех природных источников радиоактивного излучения составляет 70–75 % всей радиационной нагрузки на человека. Вклад естественных радионуклидов в общую радиационную нагрузку населения распределяется следующим образом: радон – 54,3 %; горные породы – 15,9 %; продукты питания – 15,5 %; космическое излучение – 13,7 %; прочие источники – 0,6 % [1–3].

Неизбежным следствием разработки месторождений полезных ископаемых является возрастающее влияние техногенных факторов и радиационного загрязнения на основные природные среды [2], санитарно-эпидемиологическую обстановку населенных мест.

На сегодняшний день широко применяют гамма-спектрометрические измерения активности естественных радионуклидов в различных объектах окружающей среды для оценки экологического состояния территорий. Такие исследования активно

проводятся для почв, донных отложений и пляжных песков [4–13], различных отходов [14, 15], особенно активно в угольной отрасли [16–18], пищевой соли [19–22].

В процессе миграции естественные радионуклиды поступают в водные объекты, аккумулируются в почвах, грунтах и донных отложениях, их высокие концентрации могут создавать опасность для человека. Известно, что источниками естественных радионуклидов могут служить как природные объекты – породы с высоким содержанием естественных радионуклидов [23–25], так и техногенные объекты – предприятия по добыче, обогащению и переработке некоторых типов полезных ископаемых (углеводородов, угля, фосфатов, глины, металлические и неметаллические руды) [26, 27]. Внимание исследователей к радиационной обстановке на соляных месторождениях связано с перспективным развитием спелеотерапии [28]. В частности, использование для отделки помещений материалов на основе натуральной калийной соли является известным инструментом создания лечебного эффекта за счет ионизации воздуха [29].

Территория исследования находится на северо-востоке Верхнекамского месторождения калийно-магниевого солей. На всех предприятиях подземным способом ведется добыча сильвинита, карналлита, каменной соли и рассолов. За годы активной деятельности на поверхности накопились огромные объемы отходов.

Целью работы является оценка удельной активности природных радионуклидов ^{226}Ra , ^{232}Th и ^{40}K в депонирующих средах и анализ их пространственного распределения на территории Верхнекамского месторождения калийных солей. В исследуемой группе природных радионуклидов для рассматриваемой территории наибольший интерес представляет ^{40}K . В природе калий представлен одним радиоактивным изотопом ^{40}K (0,0117 %) и двумя стабильными изотопами ^{39}K (93,08 %), ^{41}K (6,91 %) [30]. ^{40}K – это единственный радиоактивный изотоп, который присутствует повсюду на Земле.

С целью дополнительного контроля атмосферической миграции вещества проведен отбор проб снега на прилегающей к рудоуправлению территории с последующим их анализом на содержание ионов калия в талой воде. Изучение снежного покрова широко применяется в практике геоэкологических исследований, так как снег способен накапливать продукты техногенеза, поступающие за счет аэрогенного рассеивания [31–33].

Полученные в данной статье результаты дают полезную информацию об уровне содержания природных радионуклидов в зоне влияния объектов горной добычи и представляют интерес для сравнительной оценки вклада разработки месторождений солей в формирование радиационной обстановки территорий.

Методы

В пределах изучаемого участка калийного месторождения был проведен отбор проб депонирующих сред – почв, донных отложений и снега. Почвенные пробы отбирались по заранее намеченным пунктам на территории в непосредственной близости к горнодобывающему предприятию. Пробы отбирались из верхнего почвенного слоя (интервал 0–0,4 м), всего отобрано 35 проб почв. Донные отложения (6 проб тонкодисперсной фракции) отбирались из ближайших водотоков на прилегающей к предприятию территории. Точки опробования снега намечались с учетом преобладающего направления ветра в непосредственной близости объектов размещения отходов. Отбор снежного покрова (9 проб) производился с помощью весового снегомера ВС-43 с учетом методики [34].

Для проб почв и донных отложений в лабораторных условиях проведены исследования удельной активности природных радионуклидов (^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th). Для гамма-спектрометрического анализа использовался прибор МКС-01А «МУЛЬТИРАД» (Россия). Для обработки гамма-спектров применяли программный комплекс «Прогресс». Погрешность удельной активности составляла $\pm(20\text{--}30)$ % от измеряемой величины.

Для энергетической калибровки спектрометра использован контрольный источник на основе ^{137}Cs и ^{40}K . Источник представляет собой сосуд Маринелли объемом 1 л, заполненный KCl, закрытый крышкой, в основании которого имеется цилиндрическое углубление, где закреплен источник ^{137}Cs (диск диаметром 29 мм, в центре которого находится активное пятно, герметизированное двумя полиамидными пленками

толщиной по 50 мкм). Активность источника составляет 1500 Бк, погрешность (при доверительной вероятности 0,95) составляет 20 %. На спектре от калибровочного источника гамма-спектрометра отображаются максимумы пиков полного поглощения ^{137}Cs (энергия 662 кэВ) и ^{40}K (энергия 1461 кэВ), скорость счета в определенном энергетическом диапазоне 620–700 кэВ. Для контроля собственных шумов гамма-спектрометрического тракта и учета вклада внешнего гамма-излучения в аппаратный спектр излучения исследуемого образца после проведения калибровки произведено измерение фона (в течение 1800 с). В исследуемых образцах почв и донных отложений перед измерением прокаливанием удалена их органическая часть, образцы были перемешаны и помещены в сосуд Маринелли до отметки 1 л.

Выявление допустимых норм воздействия природных радионуклидов проведено в соответствии с требованиями норм радиационной безопасности и с учетом их биологического влияния на организм человека по расчетной величине удельной эффективной активности Аэфф, которая отражает суммарную удельную активность естественных радионуклидов в исследуемом материале. Формула для ее расчета имеет вид:

$$A_{\text{эфф}} = A_{\text{Ra}} + 1,31A_{\text{Th}} + 0,085A_{\text{K}},$$

где A_{Ra} и A_{Th} – удельные активности ^{226}Ra и ^{232}Th (Бк/кг), находящиеся в равновесии с остальными членами уранового и ториевого рядов; A_{K} – удельная активность ^{40}K (Бк/кг).

До начала обильного таяния снега произведен отбор проб снежного покрова. Талую воду пропускали через фильтр «синяя лента» для отделения твердых частиц и растворенной фазы. Для определения K^+ в талой воде использовали метод капиллярного электрофореза на кАВ «Капель 104» [30]. В качестве условного фона была выбрана точка, расположенная в 5 км от действующего рудоуправления.

Построение карт выполнялось при помощи программного комплекса ArcGIS методом интерполяции.

Результаты и их обсуждение

Известно, что верхний слой почв (до 5 см) содержит 95–98 % техногенной активности и является основным компонентом депонирующей природной среды, несущим в себе накопительный эффект многолетнего техногенного воздействия [1, 4, 6, 7, 35–38].

Согласно результатам проведенных исследований почв и донных отложений максимальные значения удельной эффективной активности исследованных природных радионуклидов (диапазон значений 62–88 Бк/кг) наблюдаются в почвах на площадках вблизи рудника и к северо-востоку от него (табл. 1, 2, рис. 1). Полученные контуры распределения удельной эффективной активности исследованных природных радионуклидов соответствуют контурам распределения активности ^{40}K (рис. 2). Сформированная зона более высоких концентраций природных радионуклидов обусловлена ветровым режимом территории исследования, где в течение года преобладают

ветра южного направления. С учетом преобладающего направления ветра здесь происходит значительный вынос веществ с атмосферными потоками в северном и северо-восточном направлениях. Атмохимический перенос подтверждается результатами отбора проб снежного покрова (табл. 3).

Разрабатываемые калийные руды являются источником поступления в окружающую среду ^{40}K [38]. Радиационные исследования керна разведочной скважины демонстрируют высокие значения активности ^{40}K в продуктивных калийных пластах, что обусловлено их минеральным составом. Для рассматриваемого месторождения наиболее высокие значения характерны для пестрых сильвинитов (до 4967 Бк/кг), полосчатых сильвинитов (до 4542 Бк/кг), красных сильвинитов (2055 Бк/кг). В результате для калийных солей удельная эффективная активность составила 499,82 Бк/кг, что не превышает допустимую норму 740 Бк/кг [39].

На рудоуправлении ежемесячно проводится контроль состояния атмосферного воздуха в ряде пунктов на границе санитарно-защитной зоны промышленных объектов. Определяемыми компонентами среди прочих составляющих являются калия хлорид и натрия хлорид. Результаты контроля свидетельствуют об отсутствии превышений предельно-допустимых концентраций (0,3 мг/м³ по KCl, 0,5 мг/м³ по NaCl). С учетом объемов выбросов в атмосферный воздух основное поступление калия хлорида и натрия хлори-

да связано с выбросами сушильного отделения фабрики по производству удобрений.

Согласно полученным результатам, миграция исследованных радионуклидов ограничивается зоной 2 км. Только незначительная часть исследованных проб (8 %) превышает среднемировые активности ^{40}K для почв. В донных отложениях средняя активность ^{40}K не превышает значений по другим территориям с техногенным влиянием. Иная ситуация отмечена по содержанию ^{226}Ra и ^{232}Th , для которых даже максимальные активности в исследованных пробах почв существенно ниже среднемировых значений [38].

По результатам исследования проб снега диапазон измеренных значений содержания в них K^+ составил 0,64–3,33 мг/л при среднем 1,92 мг/л. На участке условного фона, в качестве которого выбран пункт на расстоянии 5 км к северу от рудоуправления, содержание ионов калия составило 0,64 мг/л (табл. 3). Значения средней концентрации K^+ в талых водах исследуемой территории выше значений арктического снега в 10 раз [40], для г. Москвы – в 6,4 раза [41], для г. Березники – в 1,2 раза соответственно [30]. Максимальные значения отмечены в непосредственной близости к действующему рудоуправлению, распределение содержаний демонстрирует атмохимический перенос частиц в северном и северо-восточном направлениях. Зона условно повышенных концентраций, обусловленная ветровым режимом территории, составляет не более 3 км.

Таблица 1. Удельная активность природных радионуклидов в почвах

Table 1. Specific activity of natural radionuclides in soils

Зоны опробования Sampling zones	Активность (Бк/кг)/Activity concentration (Bq/kg)			
	^{40}K	^{226}Ra	^{232}Th	Аэфф
до 1 км/up to 1 km	143,3...364,5	3,4...18,2	2,82...10,6	22,36...62,6
1–2 км/1–2 km	123,2...500,0	5,04...19,7	3,0...20,5	16,26...88,0
более 2 км/over 2 km	141,2...195,5	2,17...9,50	2,49...9,06	14,6...36,37
Среднее/Medium	234,91	9,14	7,43	38,55
Макс./Max	500,00	19,70	20,50	88,00
Мин./Min	123,20	2,17	2,49	14,60
Обобщенные данные по миру [42] Summary data for the world [42]	420	32	45	–
Средние значения 2019 г. для почв г. Москвы [43] Average 2019 values for soils in Moscow [43]	442	19	24	90

Таблица 2. Удельная активность природных радионуклидов в донных отложениях

Table 2. Specific activity of natural radionuclides in sediments

Зона опробования Sampling zones	Активность (Бк/кг)/ Activity concentration (Bq/kg)			
	^{40}K	^{226}Ra	^{232}Th	Аэфф
Севернее от рудоуправления North of the mine site	144,1...314,0	6,61...12,6	6,16...16,8	29,52...61,3
Юго-западнее от рудоуправления Southwest of the mine site	131,2...283,4	2,39...6,42	6,08...8,66	21,51...43,2
Среднее/Medium	236,67	7,52	9,98	41,12
Обобщенные данные по содержанию в осадках озера Карун [44] Summarised data for content in sediments of Lake Karun [44]	410...1426	6,2...22,4	5,2...26,6	–
Средние значения 2019 г. для донных отложений г. Москвы [43] Average 2019 values for sediments in Moscow [43]	279	15	20	66
Обобщенные данные по осадочным породам [45] Summary data for sediments [45]	<300–900	–	<8–50	–

Таблица 3. Содержание ионов калия в снеговых водах территории исследований

Table 3. Potassium ion content in snow water in the study area

Точка опробования Test point	Функциональная зона Functional area	K^+ , мг/л K^+ , mg/l	Коэффициент концентрации относительно условного фона Concentration factor relative to the reference background
Снег 1/Snow 1	Промышленная Industrial	2,59	4,05
Снег 2/Snow 2		3,33	5,20
Снег 3/Snow 3		2,12	3,31
Снег 4/Snow 4		2,92	4,56
Снег 5/Snow 5	Селитебная Residential	1,32	2,06
Снег 6/Snow 6		1,53	2,39
Снег 7/Snow 7		0,96	1,51
Снег 8/Snow 8	Условный фон Conditional background	1,86	2,91
Снег 9/Snow 9		0,64	–
Среднее/Medium	–	1,92	3
Содержание K^+ в арктическом снеге [40] K^+ content in Arctic snow [40]	–	0,18	–
Содержание K^+ в снеге г. Москва [41] K^+ content in snow in Moscow [41]	–	0,3	–
Содержание K^+ в снеге г. Березники [30] K^+ content in snow in Berezniki [30]	–	1,55	–

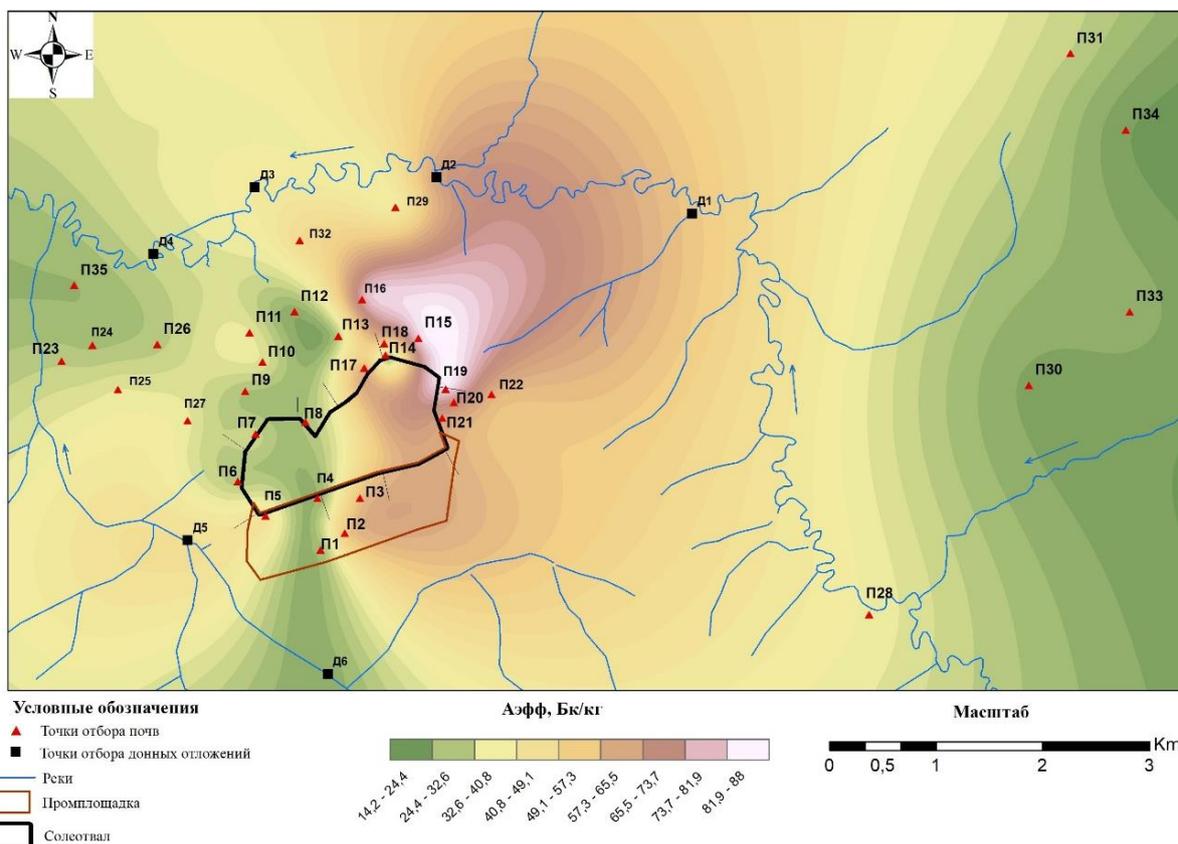


Рис. 1. Удельная эффективная активность природных радионуклидов в почвах и донных отложениях на территории исследования

Fig. 1. Specific effective activity of natural radionuclides in soils and sediments in the study area

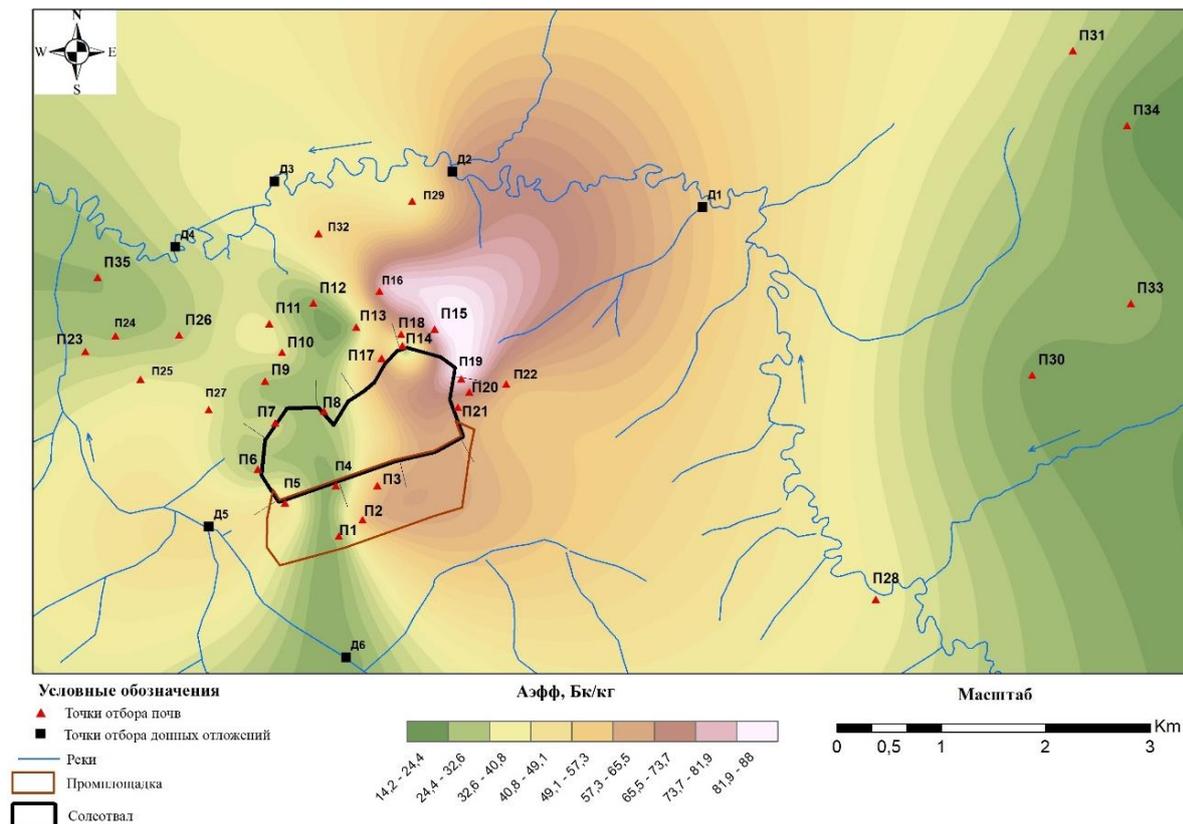


Рис. 2. Удельная активность ^{40}K в почвах и донных отложениях на территории исследования
 Fig. 2. Specific activity of ^{40}K in soils and sediments in the study area

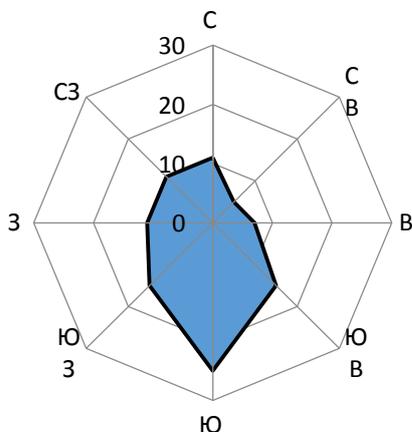


Рис. 3. Роза ветров исследуемой территории
 Fig. 3. Wind rose of the study area

Одним из параметров, характеризующих радиационную обстановку территорий, является радиогеохимическая характеристика компонентов окружающей среды Аэфф. Согласно опубликованным исследованиям [46, 47], градация значений Аэфф по уровню опасности характеризуется следующими значениями (в Бк/кг): особо опасный уровень – более 3300; опасный – 1101–3300; потенциально опасный – 101–1100; безопасный – менее 100. Для исследуемой территории среднее значение суммарной удельной активности естественных радионуклидов для почвенного покрова и донных отложений составляет 38,55 и 41,12 Бк/кг соответственно, что соответствует безопасной категории.

Согласно опубликованным данным [48], техногенные почвы по радионуклидному составу отличаются от природных отношением $^{232}\text{Th}/^{226}\text{Ra} < 1$. Результаты проведенной оценки для почв территории исследования показали несколько зон, характеризующихся таким отношением изотопов. Конфигурация выделенных зон нарушения равновесия указывает на отсутствие их связи с деятельностью рудоуправления по добыче калийных солей. Предполагаемым источником нарушения равновесия являются разрабатываемые месторождения углеводородов, расположенные к северо-западу и юго-востоку от исследуемой территории на расстоянии 3 и 10 км соответственно. Согласно опубликованным данным, предприятия по добыче углеводородов могут вносить существенный вклад в суммарную радиационную нагрузку территории. Вблизи устьев скважин, в местах скопления нефтешламов, в районе факелов на нефтяных и газовых предприятиях наблюдается повышенный радиационный фон в результате выноса на дневную поверхность целого ряда естественных и антропогенных радионуклидов (^{226}Ra , ^{232}Th , ^{40}K , ^{137}Cs , ^{90}Sr и др.) [50]. Для изотопного состава почв вблизи нефтедобывающих объектов характерно преобладание ^{234}U над ^{238}U , что связано с привносом первыми водами [49–51].

Заключение

На калийных производствах высокую активность в разрабатываемых рудах имеет ^{40}K . Значение этого показателя для большинства исследованных проб

почв на территории Верхнекамского месторождения солей не превышает среднемировых значений. Результаты активности ^{40}K в пробах донных отложений сравнивались со значениями активности на других территориях с техногенным влиянием. Рядом с рудоуправлением наблюдается повышенное содержание K^+ в снежном покрове, обусловленное ветровым режимом территории. Миграция исследованных радионуклидов ограничивается зоной 2 км, ионов K^+ – зоной 3 км. Максимальные активности ^{226}Ra и ^{232}Th в исследованных пробах почв существенно ниже среднемировых значений. По среднему значению Аэфф почвенный покров и донные отложения территории исследования относятся к категории безопасные.

В почвах исследуемой территории обнаружены зоны с отношением значений активности $^{232}\text{Th}/^{226}\text{Ra} < 1$, что служит индикатором техногенного

вмешательства. Конфигурация этих зон указывает на отсутствие их связи с деятельностью рудоуправления по добыче калийных солей. Результаты исследования позволяют резюмировать, что подземная разработка месторождения не оказывает влияния на радиационную обстановку исследуемой территории.

Задачей дальнейших исследований является уточнение возможного воздействия на радиационный фон территории объектов нефтедобычи. Полученные результаты могут применяться в радиационном мониторинге горнодобывающих предприятий, а также в экологической оценке с использованием данных радиационных наблюдений.

Исследования выполнены при финансовой поддержке Пермского научно-образовательного центра «Рациональное недропользование», 2021 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Перевощиков Р.Д. Радиационная оценка почв на территории Верхнекамского месторождения калийных солей // Экологическая безопасность в условиях антропогенной трансформации природной среды. Сборник материалов всероссийской школы-семинара, посвященной памяти Н.Ф. Реймерса и Ф.П. Штильмарка. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2021. – С. 285–287.
2. Radionuclides and mercury in the salt lakes of the Crimea / N. Mirzoyeva, L. Gulina, S. Gulin, O. Plotitsina, A. Stetsuk, S. Arkhipova, N. Korkishko, O. Eremin // Chinese Journal of Oceanology and Limnology. – 2015. – V. 33. – № 6. – P. 1413–1425. DOI: 10.1007/s00343-015-4374-5.
3. Маркелов Д.А. Радиоэкологическое состояние территорий (оценка, диагностика, прогнозирование): монография. – М.: Энергия, 2008. – 146 с.
4. Abusini M., Al-Ayasreh K., Al-jundi. Determination of uranium, thorium and potassium activity concentrations in soil cores in Arabavallej, Jordan J // Radiation Protection Dosimetry. – 2008. – V. 128. – Iss. 2. – P. 213–216. DOI: 10.1093/rpd/ncm327.
5. Radioactivity, granulometric and elemental analysis of river sediments samples from the coast of Calabria, south of Italy / F. Caridi, M. D'Agostino, S. Marguccio, A. Belvedere, G. Belmusto, G. Marciano, G. Sabatino, A. Mottese // European Physical Journal Plus. – 2016. DOI: 10.1140/epj/pj2016-16136-1.
6. Singh S., Rani A., Mahajan R.K. ^{226}Ra , ^{232}Th and ^{40}K analysis in soil samples from some areas of Punjab and Himachal Pradesh, India using gamma ray spectrometry // Radiation Measurements. – 2005. – V. 39. – Iss. 4. – P. 431–439. DOI: 10.1016/j.radmeas.2004.09.003.
7. Radioactivity concentrations in soils of the Xiazhuang Granite Area, China / Y.-X. Yang, X.-M. Wu, Z.-Y. Jiang, W.-X. Wang, J.-G. Lu, J. Lin, L.-M. Wang, Y.-F. Hsia // Applied Radiation and Isotopes. – 2005. – V. 63. – Iss. 2. – P. 255–259. DOI: 10.1016/j.apradiso.2005.02.011.
8. Monged M.H.E., Hassan H.B., El-Sayed S.A. Spatial distribution and ecological risk assessment of natural radionuclides and trace elements in agricultural soil of northeastern Nile Valley, Egypt // Water, Air, and Soil Pollution. – 2020. – V. 231. – Iss. 7. – P. 338. DOI: 10.1007/s11270-020-04678-9.
9. Edaphic factors affecting the vertical distribution of radionuclides in the different soil types of Belgrade, Serbia / S. Dragović, B. Gajić, R. Dragović, L. Janković-Mandić, L. Slavković-Bešković, N. Mihailović, M. Momčilović, M. Čujić // Journal of Environmental Monitoring. – 2012. – V. 14. – Iss. 1. – P. 127–137. DOI: 10.1039/c1em10457h.
10. Correlations between soil characteristics and radioactivity content of Vojvodina soil / S. Forkapic, J. Vasin, I. Bikit, D. Mrdja, K. Bikit, S. Mili // Journal of Environmental Radioactivity. – 2017. – V. 166. – P. 104–111. DOI: 10.1016/j.jenvrad.2016.04.003.
11. Measurements of activity concentrations of naturally occurring radionuclides in soil samples from Punjab province of Pakistan and assessment of radiological hazards / S.N.A. Tahir, K. Jamil, J.H. Zaidi, M. Arif, N. Ahmed, S.A. Ahmad // Radiation Protection Dosimetry. – 2005. – V. 113. – Iss. 4. – P. 421–427. DOI: 10.1093/rpd/nch484.
12. Гусева А.С., Устинов С.А., Петров В.А. Распределение природных радионуклидов в почвах на территории Новой Москвы // Известия вузов. Геология и разведка. – 2019. – № 5. – С. 88–94. URL: <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-5-88-94> (дата обращения 15.08.2021).
13. The ^{226}Ra , ^{232}Th and ^{40}K activities in beach sand minerals and beach soils of Cox's Bazar, Bangladesh / M.N. Alam, M.I. Chowdhury, M. Kamal, S. Ghose, M.N. Islam, M.N. Mustafa, M.M.H. Miah, M.M. Ansary // Journal of Environmental Radioactivity. – 1999. – V. 46. – Iss. 2. – P. 243–250. DOI: 10.1016/S0265-931X(98)00143-X.
14. Beretka J., Mathew P.J. Natural radioactivity of Australian building materials, industrial wastes and by-products // Health Physics. – 1985. – V. 48. – Iss. 1. – P. 87–95. DOI: 10.1097/00004032-198501000-00007.
15. Characterization of phosphogypsum wastes associated with phosphoric acid and fertilizers production / E.M. El Afifi, M.A. Hilal, M.F. Attallah, S.A. EL-Reefy // Journal of Environmental Radioactivity. – 2009. – V. 100. – Iss. 5. – P. 407–412. DOI: 10.1016/j.jenvrad.2009.01.005.
16. Радиационные исследования отвалов Кизеловского угольного бассейна / Е.А. Меньшикова, С.М. Блинов, Д.А. Бельшев, Р.Д. Перевощиков // Известия Уральского государственного горного университета. – 2019. – № 4 (56). – С. 81–89. DOI: 10.21440/2307-2091-2019-4-81-89.
17. Radioactivity of dumps in mining areas of the Upper Silesian Coal Basin in Poland / B. Kozłowska, A. Walencik, J. Dorda, W. Zipper // EPJ Web of Conferences 24, 05006. – 2012. DOI: 10.1051/epjconf/20122405006.
18. Крылов Д.А., Сидорова Г.П. Оценка содержания радиоактивных элементов в углях и продуктах их сжигания // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № 7. – С. 369–376.
19. Food salt characterization in terms of radioactivity and metals contamination / F. Caridi, M. Messina, A. Belvedere, M. D'Agostino, S. Marguccio, L. Settineri, G. Belmusto // Applied Sciences (Switzerland). – 2019. – V. 9. – Iss. 14. DOI: 10.3390/app9142882.
20. Tahir S.N.A., Alaamer A.S. Determination of natural radioactivity in rock salt and radiation doses due to its ingestion // Journal of Radiological Protection. – 2008. – V. 28. – Iss. 2. – P. 233–236. DOI: 10.1088/0952-4746/28/2/N01.
21. El-Bahi S.M. Radioactivity levels of salt for natural sediments in the northwestern desert and local markets in Egypt // Applied Radiation and Isotopes. – 2003. – V. 58. – Iss. 1. – P. 143–148. DOI: 10.1016/S0969-8043(02)00270-1.
22. Hañerliogullari A., Eyüboğlu K. Natural radionuclide and toxic metal contents of rock salts from mines in Central Anatolia of Turkey // International Journal of Environmental Analytical Chemistry. – 2020. DOI: 10.1080/03067319.2020.1814264.

23. Natural radionuclides and hazards of rock samples collected from Southeastern Nigeria / E.O. Joshua, J.A. Ademola, M.A. Akpanowo, O.A. Oyebanjo, D.O. Olorode // *Radiation Measurements*. – 2009. – V. 44. – Iss. 4. – P. 401–404. DOI: 10.1016/j.radmeas.2009.04.002
24. Natural radionuclides in clay deposits: concentration and dose assessment / A.E.M. Khater, L.H. Al-Mobark, A.A. Aly, A.M. Al-Omran // *Radiation Protection Dosimetry*. – 2013. – V. 156. – Iss. 3. – P. 321–330. DOI: 10.1093/rpd/nct064.
25. Srinivasa E., Rangaswamy D.R., Sannappa J. Assessment of radiological hazards and effective dose from natural radioactivity in rock samples of Hassan district, Karnataka, India // *Environmental Earth Sciences*. – 2019. – V. 78. – Iss. 14. DOI: 10.1007/s12665-019-8465-z.
26. Extent of environmental contamination by naturally occurring radioactive material (NORM) and technological options for mitigation. IAEA, International Atomic Energy Agency – Technical Report. – Vienna: IAEA Library Cataloguing in Publication Data, 2003. – P. 1–3.
27. Evaluation of the radioactive pollution in the salt-marshes under a phosphogypsum stack system / J.L. Guerrero, I. Gutiérrez-Álvarez, F. Mosqueda, M.J. Gázquez, R. García-Tenorio, M. Ollas, J.P. Bolívar // *Environmental Pollution*. – 2020. – V. 258. DOI: 10.1016/j.envpol.2019.113729.
28. Indoor radon levels and natural radioactivity in Turda salt mine, Romania / M.R. Calin, M.A. Calin, G. Simionca, O. Mera // *Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry*. – 2012. – V. 292. – Iss. 1. – P. 193–201. DOI: 10.1007/s10967-011-1394-2.
29. Черный К.А. Параметры ионизирующих излучений калийных солей и закономерности их пространственного изменения // *Горный журнал*. – 2019. – № 1. – С. 75–80. DOI: 10.17580/gzh.2019.01.16
30. Черный К.А. Закономерности проявления и оценка основных параметров ионизирующего действия калийных солей // *Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле*. – 2018. – № 4. – С. 115–126.
31. Хайрулина Е.А., Ушакова Е.С. Особенности формирования макрокомпонентного состава снежного покрова в крупном центре калийной промышленности г. Березники // *Проблемы региональной экологии*. – 2020. – № 3. – С. 28–38.
32. Ушакова Е.С., Пузик А.Ю., Караваева Т.И. Оценка микроэлементного состава снежного покрова Березниковского городского округа (Пермский край) // *Географический вестник*. – 2020. – № 2 (53). – С. 130–140.
33. О составе снега на территории Верхнекамского солевого месторождения / С.М. Блинов, Е.А. Меньшикова, Е.Н. Батурин, Е.С. Ушакова, Л.Р. Золотарев // *Лёд и снег*. – 2015. – Т. 55. – № 1. – С. 121–128.
34. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. – М.: Государственный комитет СССР по гидрометеорологии, Минздрав СССР, 1991. – 695 с.
35. Уран и торий в почвенном покрове Иркутско-Ангарской промышленной зоны (Прибайкалье) / В.И. Гребенщикова, П.П. Грицко, П.В. Кузнецов, А.А. Дорошков // *Известия Томского политехнического университета*. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 93–104.
36. Перевощиков Р.Д., Бельшев Д.А., Золотарев Л.Р. Радиационная оценка объектов окружающей среды на территории Верхнекамского месторождения калийных солей // *Экологическая геология: теория, практика и региональные проблемы*. VI Международная научно-практическая конференция. – Севастополь, 2019. – С. 130–133.
37. Меньшикова Е.А., Блинов С.М., Перевощиков Р.Д. Естественные радионуклиды в отвалах Кизеловского угольного бассейна // *Экологические проблемы. Взгляд в будущее: Сборник трудов IX международной научно-практической конференции*. – Ростов-на-Дону; Таганрог: Южный федеральный университет. Институт наук о Земле, 2020. – С. 433–437.
38. Concentrations of Natural Radionuclides (^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th) at the Potash Salts Deposit / E.A. Menchikova, R.D. Perevoshchikov, P.A. Belkin, S.M. Blinov // *Journal of Ecological Engineering*. – 2021. – V. 22. – Iss. 3. – P. 179–187. URL: <https://doi.org/10.12911/22998993/132544> (дата обращения 15.08.2021).
39. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности. – М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2009. – 100 с.
40. Chemical composition of arctic snow: concentration levels and regional distribution of major elements / P. Caritat, G.E.M. Hall, S. Gislason, W. Belsey // *Science of The Total Environment*. – 2005. – V. 336 (1–3). – P. 183–199.
41. Еремина И.Д., Григорьев А.В. Кислотность и химический состав снежного покрова в Москве и Подмосковье за период 1999–2006 гг. // *Вестник Московского университета. Серия 5. География*. – 2010. – № 3. – С. 55–60.
42. UNSCEAR. Sources, effects and risks of ionizing radiation. Report to the General Assembly, with annexes. – New York: United Nations publication, 2000. – 659 p.
43. Радиационная обстановка на территории России и сопредельных государств в 2019 году. Ежегодник / под ред. коллегий: В.М. Шершаков, В.Г. Булгаков, И.И. Крышев, С.М. Вакуловский, М.Н. Каткова, А.И. Крышев. – Обнинск: ФГБУ «НПО «Тайфун», 2020. – 51 с.
44. Amin Rafat M. Radioactivity levels in some sediments and water samples from Qarun Lake by low-level gamma spectrometry // *International Journal of Science and Research (IJSR)*. – 2015. – V. 4. – Iss. 2. – P. 619–625.
45. Paschoa A.S., Steinhäusler F. Terrestrial, atmospheric, and aquatic natural radioactivity // *Radioactivity in the Environment*. – 2010. – V. 17. – P. 29–85. DOI: 10.1016/S1569-4860(09)01703-3.
46. Хайкович И.М., Мац Н.А., Харламов М.Г. Классификация месторождений твердых полезных ископаемых // *Региональная геология и металлогения*. – 1999. – № 8. – С. 131–140.
47. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиозологии. – Томск: STT, 2009. – 429 с.
48. Грицко П.П. Распределение тория, урана и ^{137}Cs в почвах городов Иркутск и Ангарск (Прибайкалье): автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Иркутск, 2018. – 23 с.
49. Гашев С.Н., Моисеенко Т.И. Тяжелые металлы и радионуклиды как фактор риска для биоты в экологическом мониторинге Тюменской области // *Вестник Тюменского государственного университета*. – 2012. – № 12. – С. 26–37.
50. Влияние факалов на биогеоценозы Среднего Приобья / С.Н. Гашев, М.Н. Казанцева, А.В. Соромотин, А.В. Рыбин // *Бюллетень МОИП*. – 1994. – Т. 99. – № 1. – С. 3–7.
51. Состояние окружающей среды и природных ресурсов в Нижневартовском районе: 1996 г. Отчет. – Нижневартовск: Би, 1997. – Вып. 1. – С. 1–75.

Поступила 02.09.2021 г.

Информация об авторах

Перевощиков Р.Д., ведущий инженер научно-исследовательской лаборатории экологической геологии Естественнонаучного института Пермского государственного национального исследовательского университета.

UDC 504.064

NATURALLY OCCURRING RADIONUCLIDES (^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th) IN THE ENVIRONMENT (VERKHNEKAMSKOE DEPOSIT OF POTASSIUM-MAGNESIUM SALTS)

Roman D. Perevoshchikov,
rperevoshchikov@bk.ru

Perm State National Research University,
4, Genkel street, Perm, 614068, Russia.

The relevance of the research stems from the need to study the radioactive load in the zone of influence of mining objects.

Objective: assessment of specific activity of natural radionuclides ^{226}Ra , ^{232}Th and ^{40}K in depositing media and analysis of their spatial distribution, as well as measurement of K^+ content in snow cover.

Objects: soils, bottom sediments, snow.

Methods. Measurements of specific activity of natural radionuclides (^{40}K , ^{226}Ra , ^{232}Th) in samples of soils and bottom sediments were performed using MULTIRAD scintillation gamma spectrometer MKS-01A (Russia). Gamma-spectra were processed using programs included in the Progress package. K^+ was determined in melted water by capillary electrophoresis on KAB «Kapel 104».

Results. The specific activity ^{40}K for the majority of investigated soil samples on the territory of the Verkhnekamskoe salt deposit does not exceed average world values, for samples of bottom sediments – for other territories with anthropogenic influence. In the immediate vicinity of the potassium enterprise, increased K^+ content in the snow cover is observed due to the wind regime of the territory. Migration of the investigated radionuclides is limited to the zone of 2 km, K^+ ions – to the zone of 3 km. The maximum activities of ^{226}Ra and ^{232}Th in the investigated soil samples are significantly lower than the world average values. Zones with a ratio of $^{232}\text{Th}/^{226}\text{Ra}$ activity values <1 in soils were found, which serves as an indicator of technogenic interference. The configuration of these zones indicates that they are not related to the activities of the potassium salt mine. The results obtained can be applied in radiation monitoring of mining enterprises, as well as in environmental assessment using the data of radiation observations.

Key words:

Soils, bottom sediments, snow, natural radionuclides, radium, thorium, potassium, γ -spectrometer, Verkhnekamskoe potassium salt deposit.

The research was financially supported by the Perm Scientific and Educational Centre for Rational Subsoil Use, 2021.

REFERENCES

- Perevoshchikov R.D. Radiatsionnaya otsenka pochv na territorii Verkhnekamskogo mestorozhdeniya kaliynykh soley [Radiation assessment of soils on the territory of Verkhnekamskoe potassium salt deposit]. *Ekologicheskaya bezopasnost v usloviyakh antropogennoy transformatsii prirodnoy sredy. Sbornik materialov vserossiyskoy shkoly-seminara, posvyashchennoy pamyati N.F. Reymersa i F.R. Stilmarka* [Ecological safety in conditions of anthropogenic transformation of natural environment. Materials of All-Russian School-Seminar in Memory of N.F. Reimers and F.R. Stilmark]. Perm, Perm State National Research University Publ., 2021. pp. 285–287.
- Mirzoyeva N., Gulina L., Gulina S., Plotitsina O., Stetsuk A., Arkhipova S., Korkishko N., Eremin O. Radionuclides and mercury in the salt lakes of the Crimea. *Chinese Journal of Oceanology and Limnology*, 2015. vol. 33, no. 6, pp. 1413–1425. DOI: 10.1007/s00343-015-4374-5.
- Markelov D.A. *Radioekologicheskoe sostoyanie territoriy (otsenka, diagnostika, prognozirovaniye)*. Monografiya [Radioecological condition of territories (estimation, diagnostics, forecasting)]. Moscow, Energiya Publ., 2008. 146 c.
- Abusini M., Al-Ayasreh, K., Al-jundi. Determination of uranium, thorium and potassium activity concentrations in soil cores in Araba valley, Jordan. *Radiation Protection Dosimetry*, 2008, vol. 128, Iss. 2, pp. 213–216. DOI: 10.1093/rpd/ncm327.
- Caridi F., D'Agostino M., Marguccio S., Belvedere A., Belmusto G., Marciano G., Sabatino G., Mottese A. Radioactivity, granulometric and elemental analysis of river sediments samples from the coast of Calabria, south of Italy. *European Physical Journal Plus*, 2016, vol. 131, Iss. 5, art. no. 136. DOI: 10.1140/epjp/i2016-16136-1.
- Singh S., Rani A., Mahajan R.K. ^{226}Ra , ^{232}Th and ^{40}K analysis in soil samples from some areas of Punjab and Himachal Pradesh, India using gamma ray spectrometry. *Radiation Measurements*, 2005, vol. 39, Iss. 4, pp. 431–439. DOI: 10.1016/j.radmeas.2004.09.003
- Yang Y.-X., Wu X.-M., Jiang Z.-Y., Wang W.-X., Lu J.-G., Lin J., Wang L.-M., Hsia Y.-F. Radioactivity concentrations in soils of the Xiazhuang granite area, China. *Applied Radiation and Isotopes*, 2005, vol. 63, Iss. 2, pp. 255–259. DOI: 10.1016/j.apradiso.2005.02.011.
- Monged M.H.E., Hassan H.B., El-Sayed S.A. Spatial distribution and ecological risk assessment of natural radionuclides and trace elements in agricultural soil of northeastern Nile Valley, Egypt. *Water, Air, and Soil Pollution Volume*, 2020, vol. 231, Iss. 7, pp. 338. DOI: 10.1007/s11270-020-04678-9.
- Dragović S., Gajić B., Dragović R., Janković-Mandić L., Slavković-Beškoski L., Mihailović N., Momčilović M., Čujić M. Edaphic factors affecting the vertical distribution of radionuclides in the different soil types of Belgrade, Serbia. *Journal of Environmental Monitoring Volume*, 2012, vol. 14, Iss. 1, pp. 127–137. DOI: 10.1039/c1em10457h.
- Forkapic S., Vasin J., Bikit I., Mrdja D., Bikit K., Milić S. Correlations between soil characteristics and radioactivity content of Vojvodina soil. *Journal of Environmental Radioactivity*, 2017, vol. 166, Iss. 1, pp. 104–111. DOI: 10.1016/j.jenvrad.2016.04.003.
- Tahir S.N.A., Alaamer A.S. Determination of natural radioactivity in rock salt and radiation doses due to its ingestion. *Journal of Radiological Protection Volume*, 2008, vol. 28, Iss. 2, pp. 233–236. DOI: 10.1088/0952-4746/28/2/N01.
- Guseva A.S., Ustinov S.A., Petrov V.A. Distribution of natural radionuclides in soils on the territory of New Moscow. *Izvestiya vuzov. Geology and Exploration*, 2019, no. 5, pp. 103–113. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-5-88-94> (accessed 15 August 2021).
- Alam M.N., Chowdhury M.I., Kamal M., Ghose S., Islam M.N., Mustafa M.N., Miah M.M.H., Ansary M.M. The ^{226}Ra , ^{232}Th and ^{40}K activities in beach sand minerals and beach soils of Cox's Bazar, Bangladesh. *Journal of Environmental Radioactivity*, 1999, vol. 46, Iss. 2, pp. 243–250. DOI: 10.1016/S0265-931X(98)00143-X.
- Beretka J., Mathew P.J. Natural radioactivity of Australian building materials, industrial wastes and by-products. *Health Physics*, 1985, vol. 48, Iss. 1, pp. 87–95. DOI: 10.1097/00004032-198501000-00007.

15. El Afifi E.M., Hilal M.A., Attallah M.F., EL-Reefy S.A. Characterization of phosphogypsum wastes associated with phosphoric acid and fertilizers production. *Journal of Environmental Radioactivity*, 2009, vol. 100, Iss. 5, pp. 407–412. DOI: 10.1016/j.jenvrad.2009.01.005
16. Menshikova E.A., Blinov S.M., Belyshev D.A., Perevoshchikov R.D. Radiation studies of Kizelovsky coal basin dumps. *Proceedings of Ural State Mining University*, 2019, vol. 4, Iss. 56, pp. 81–89. In Rus. DOI: 10.21440/2307-2091-2019-4-81-89.
17. Kozłowska B., Walencik A., Dorda J., Zipper W. Radioactivity of dumps in mining areas of the Upper Silesian Coal Basin in Poland. *EPJ Web of Conferences* 24, 05006, 2012. DOI: 10.1051/epjconf/20122405006.
18. Krylov D.A., Sidorova G.P. Assessment of content of radioactive elements in coals and products of their combustion. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 2015, no. 7, pp. 369–376. In Rus.
19. Caridi F., Messina M., Belvedere A., D'Agostino M., Marguccio S., Settineri L., Belmusto G. Food salt characterization in terms of radioactivity and metals contamination. *Applied Sciences (Switzerland)*, 2019, vol. 9, Iss. 14. DOI: 10.3390/app9142882.
20. Tahir S.N.A., Alaamer A.S. Determination of natural radioactivity in rock salt and radiation doses due to its ingestion. *Journal of Radiological Protection*, 2008, vol. 28, Iss. 2, pp. 233–236. DOI: 10.1088/0952-4746/28/2/N01.
21. El-Bahi S.M. Radioactivity levels of salt for natural sediments in the northwestern desert and local markets in Egypt. *Applied Radiation and Isotopes*, 2003, vol. 58, Iss. 1, pp. 143–148. DOI: 10.1016/S0969-8043(02)00270-1.
22. Hancıoğlu A., Eyiüboğlu K. Natural radionuclide and toxic metal contents of rock salts from mines in Central Anatolia of Turkey. *International Journal of Environmental Analytical Chemistry*, 2020. DOI: 10.1080/03067319.2020.1814264.
23. Joshua E.O., Ademola J.A., Akpanowo M.A., Oyebanjo O.A., Olorode D.O. Natural radionuclides and hazards of rock samples collected from Southeastern Nigeria. *Radiation Measurements*, 2009, vol. 44, Iss. 4, pp. 401–404. DOI: 10.1016/j.radmeas.2009.04.002
24. Khater A.E.M., Al-Mobark L.H., Aly A.A., Al-Omran A.M. Natural radionuclides in clay deposits: concentration and dose assessment. *Radiation Protection Dosimetry*, 2013, vol. 156, Iss. 3, pp. 321–330. DOI: 10.1093/rpd/nct064.
25. Srinivasa E., Rangaswamy D.R., Sannappa J. Assessment of radiological hazards and effective dose from natural radioactivity in rock samples of Hassan district, Karnataka, India. *Environmental Earth Sciences*, 2019, vol. 78, Iss. 14. DOI: 10.1007/s12665-019-8465-z.
26. *Extent of environmental contamination by naturally occurring radioactive material (NORM) and technological options for mitigation*. IAEA, International Atomic Energy Agency. Technical Report. Vienna, IAEA Library Cataloguing in Publication Data, 2003. pp. 1–3.
27. Guerrero J.L., Gutiérrez-Álvarez I., Mosqueda F., Gázquez M.J., García-Tenorio R., Ollas M., Bolívar J.P. Evaluation of the radioactive pollution in the salt-marshes under a phosphogypsum stack system. *Environmental Pollution*, 2020, vol. 258. DOI: 10.1016/j.envpol.2019.113729.
28. Calin M.R., Calin M.A., Simionca G., Mera O. Indoor radon levels and natural radioactivity in Turda salt mine, Romania. *Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry*, 2012, vol. 292, Iss. 1, pp. 193–201. DOI: 10.1007/s10967-011-1394-2.
29. Cherny K.A. Parameters of ionizing radiation of potassium salts and patterns of their spatial changes. *Mining Journal*, 2019, no. 1, pp. 75–80. In Rus. DOI: 10.17580/gzh.2019.01.16
30. Khairulina E.A., Ushakova E.S. Peculiarities of formation of macro-component composition of snow cover in the large centre of potash industry Berezniki. *Problems of Regional Ecology*, 2020, no. 3, pp. 28–38. In Rus.
31. Cherny K.A. Regularities of manifestation and estimation of main parameters of ionizing action of potassium salts. *Proceedings of Tula State University. Earth sciences*, 2018, no. 4, pp. 115–126. In Rus.
32. Ushakova E.S., Puzik A.Y., Karavaeva T.I. Evaluation of the microelement composition of snow cover in Berezniki urban district (Perm Region). *Geographical Bulletin*, 2020, no. 2 (53), pp. 130–140. In Rus.
33. Blinov S.M., Menshikova E.A., Baturin E.N., Ushakova E.S., Zolotarev L.R. On the composition of snow in the Verkhnekamskoe salt field. *Ice and Snow*, 2015, vol. 55, no. 1, pp. 121–128. In Rus.
34. *RD 52.04.186-89. Rukovodstvo po kontrolyu zagryazneniya atmosfery* [Guidance document 52.04.186-89. Guidelines for Atmospheric Pollution Control]. Moscow, USSR State Committee on Hydrometeorology, USSR Ministry of Health Publ., 1991. 695 p.
35. Grebenshchikova V.I., Gritsko P.P., Kuznetsov P.V., Doroshkov A.A. Uranium and thorium in soil cover of Irkutsk-Angarsk industrial zone (Baikal region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 93–104. In Rus.
36. Perevoshchikov R.D., Belyshev D.A., Zolotarev L.R. Radiatsionnaya otsenka obyektov okruzhayushchey sredy na territorii Verkhnekamskogo mestorozhdeniya kaliynykh soley [Radiation assessment of environmental objects on the territory of Verkhnekamskoye potassium salt deposit]. *VI Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Ekologicheskaya geologiya: teoriya, praktika i regionalnye problemy* [VI International Scientific and Practical Conference. Environmental geology: theory, practice and regional problems]. Sevastopol, 2019. pp. 130–133.
37. Menshikova E.A., Blinov S.M., Perevoshchikov R.D. Estestvennye radionuklidy v otvalakh Kizelovskogo ugolnogo basseyna [Natural radionuclides in dumps of Kizelovsky coal basin]. *Vzglyad v budushchee. Sbornik trudov IX mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Ecological problems. Glance into Future. Collection of IX International Scientific and Practical Conference]. Rostov-on-Don, Taganrog, Southern Federal University. Institute of Earth Sciences Publ., 2020. pp. 433–437.
38. Menchikova E.A., Perevoshchikov R.D., Belkin P.A., Blinov S.M. Concentrations of Natural Radionuclides (⁴⁰K, ²²⁶Ra, ²³²Th) at the Potash Salts Deposit. *Journal of Ecological Engineering*, 2021, vol. 22, Iss. 3, pp. 179–187. Available at: <https://doi.org/10.12911/22998993/132544> (accessed 15 August 2021).
39. *SanPiN 2.6.1.2523-09. Normy radiatsionnoy bezopasnosti* [Sanitary rules and regulations 2.6.1.2523-09. Radiation Safety Standards]. Moscow, Federal Center for Hygiene and Epidemiology of Rospotrebnadzor Publ., 2009. 100 p.
40. Caritat P., Hall G.E.M., Gislason S., Belsey W. Chemical composition of arctic snow: Concentration levels and regional distribution of major elements. *Science of The Total Environment*, 2005, vol. 336 (1–3), pp. 183–199.
41. Eremina I.D., Grigoryev A.V. Acidity and chemical composition of snow cover in Moscow and Moscow region for the period 1999–2006. *Bulletin of Moscow University. Series 5. Geography*, 2010, no. 3, pp. 55–60. In Rus.
42. UNSCEAR (2000) *Sources, effects and risks of ionizing radiation. Report to the General Assembly, with annexes*. New York, United Nations Publ., 2000. 659 p.
43. *Radiatsionnaya obstanovka na territorii Rossii i sopredelnykh gosudarstv v 2019 godu* [Radiation Situation on the Territory of Russia and Neighbouring States in 2019]. Obninsk, FGBU NPO Typhoon Publ., 2020. 51 p.
44. Amin Rafat M. Radioactivity levels in some sediments and water samples from Qarun Lake by low-level gamma spectrometry. *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 2015, vol. 4, Iss. 2, pp. 619–625.
45. Paschoa A.S., Steinhäusler F. Terrestrial, atmospheric, and aquatic natural radioactivity. *Radioactivity in the Environment*, 2010, vol. 17, pp. 29–85. DOI: 10.1016/S1569-4860(09)01703-3.
46. Khaykovich I.M., Mats N.A., Kharlamov M.G. Klassifikatsiya mestorozhdeniy tverdykh poleznykh iskopayemykh [Classification of solid mineral deposits]. *Regional geology and metallogeny*, 1999, no. 8, pp. 131–140.
47. Rikhvanov L.P. *Radioaktivnye elementy v okruzhayushchey srede i problemy radioekologii* [Radioactive elements in the environment and problems of radioecology]. Tomsk, 2009. 429 p.
48. Gritsko P.P. *Raspredelenie toriya, urana i ¹³⁷CS v pochvakh gorodov Irkutsk i Angarsk (Pribaykalye)*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Distribution of thorium, uranium and ¹³⁷CS in the soils of the cities of Irkutsk and Angarsk (Baikal region). Cand. Diss. Abstract]. Irkutsk, 2018. 23 p.
49. Gashev S.N., Moiseenko T.I. Tyazhelye metally i radionuklidy kak faktor riska dlya bioty v ekologicheskom monitoringe Tyu-

- menskoy oblasti [Heavy metals and radionuclides as a risk factor for biota in ecological monitoring of Tyumen region]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2012, no. 12, pp. 26–37.
50. Gashev S.N., Kazantseva M.N., Soromotin A.V., Rybin A.V. Vliyanie fanelov na biogeotsenozy Srednego Priobya [Impact of flares on biogeocenoses of Middle Priobie]. *Byulleten MOIP*, 1994, vol. 99, no. 1, pp. 3–7.
51. *Sostoyanie okruzhayushchey sredy i prirodnykh resursov v Nizhneartovskom rayone: 1996 g.* [State of the environment and natural resources in Nizhneartovsk district: 1996]. Nizhneartovsk, 1997. Iss. 1, 75 p.

Received: 2 September 2021.

Information about the authors

Roman D. Perevoshchikov, leading engineer, Perm State National Research University.

УДК 627.8.059: 550.8.04

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛЯНОЙ ПЛОТИНЫ ВОДОХРАНИЛИЩА К-25 В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

Ахметов Ермак Мауленович¹,
aem.47@mail.ru

Миргаликызы Толкын³,
m_t85@mail.ru

Асемов Камбар Мустафаевич¹,
kassmov@kazkern.kz

Аширов Беимбет Маманович⁴,
bashirov.kz@gmail.com

Муканова Балгайша Гафуровна²,
mbsha01@gmail.com

Жолдыбаев Алексей Кадыржанович⁵,
gado_graf@mail.ru

¹ Национальный центр по комплексной переработке минерального сырья Республики Казахстан, Казахстан, А10М6G5, г. Алматы, ул. Жандосова, 67.

² Astana IT University, Казахстан, Z05T3C8, г. Нур-Султан, Мангилик Ел пр., 55/11.

³ Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, Казахстан, Z01A3D7, г. Нур-Султан, ул. Сатпаева, 2.

⁴ ТОО «Сейсмологическая опытно-методическая экспедиция», Казахстан, А15Е3F4, г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 75а.

⁵ Институт геофизических исследований Национального ядерного центра Республики Казахстан, Казахстан, F10D0X5, г. Курчатов, площадка «Меридиан».

Актуальность. Проблемы безопасности плотин, используемых в целях мелиорации сельскохозяйственных угодий, остро стоят в обществе. Их разрушение приводит к большому экономическому и экологическому ущербу. Достойное место для решения данной проблемы занимает их мониторинг неинвазивными геофизическими методами. Геофизические методы позволяют получать информацию об объекте исследования дешево и оперативно и дополняют традиционные геотехнические методы. В процессе эксплуатации плотины происходит просачивание воды через ее тело, вокруг водосборных конструкций, а также в прибортовой части, что приводит к образованию эрозионных зон. Этот процесс сопровождается изменением физико-механических свойств пород, которые могут существенно влиять на устойчивость и безопасность сооружения. Своевременное обнаружение на ранней стадии таких изменений геофизическими методами имеет важное значение для принятия превентивных мер и предотвращения катастроф.

Цель: обоснование выбора рационального комплекса геофизических методов, опробование их на гидротехнических сооружениях земляного типа, оценка их информативности в определении текущего состояния сооружения.

Объект: зоны эрозии земляной плотины водохранилища К-25 в Казахстане.

Методика: полевые исследования, обработка и интерпретация полученных данных; выявление зон эрозии, связанных с увлажненностью, по параметрам сопротивления, поляризации, диэлектрической проницаемости; построение исходного инженерно-геологического разреза сооружения; обоснование режимного наблюдения методом естественного электрического поля; картирование зон инфильтрации и ее направления при различной степени наполненности водохранилища; выделение зон разуплотнений и их оценка по данным продольных и поперечных волн; комплексная интерпретация результатов исследований, анализ и составление структурного строения сооружения.

Результаты. Создана технология диагностики физического состояния земляной плотины по геофизическим данным в условиях Республики Казахстан. Методы диполь-электрического зондирования вызванной поляризации, вертикального электрического зондирования и георадарное зондирование показали высокую эффективность при выявлении участков с повышенной водопроницаемостью. Проведена оценка информативности геоэлектрических параметров для выявления струйных водоносных зон и их картирования в плане. Проведен анализ осложняющих факторов при использовании этих параметров. По данным вертикального электрического зондирования получены детальные распределения электрического сопротивления, свидетельствующие о существенной неоднородности тела плотины в этом параметре. По комплексным данным составлены инженерно-геологические разрезы, которые можно рассматривать как стартовые модели для мониторинга водопроницаемости плотины. Площадная электроразведка методом естественного электрического потенциала в варианте режимных наблюдений оказалась эффективной при выявлении зон фильтрации воды. Сейсморазведка на продольных и поперечных волнах была достаточно результативной при изучении строения плотины и выявлении ослабленных зон, в которых могут проходить фильтрационные процессы. Результаты сейсморазведки достаточно хорошо коррелируются с результатами дисперсии электрического потенциала при оценке фильтрационной обстановки. По результатам опытно-методических работ можно сделать вывод, что электроразведку целесообразно использовать для первичной оценки состояния плотины как наиболее экспрессный метод. Для более детального изучения структурного строения необходимо применить метод естественного поля и сейсморазведку на продольных и поперечных волнах.

Ключевые слова:

Геофизические методы, земляная плотина, зоны эрозии, инфильтрация, режимные наблюдения, интерпретация, мониторинг.

Введение

В вопросах обеспечения безопасности эксплуатации гидротехнических сооружений, используемых для ирригационных нужд, достойное место занимает их мониторинг неинвазивными геофизическими методами. Об этом свидетельствуют многочисленные публикации в мире по практическому применению методов геофизики для диагностики состояния земляных плотин [1–9]. Обнаружение на ранней стадии образования зон эрозии внутри сооружения имеет важное значение. Отмечается универсальность геофизических методов, их экспрессивность и экономичность в получении первичной информации о состоянии плотины по сравнению с традиционными геотехническими методами. Совместное их использование с геотехническими данными позволит принимать упреждающие меры по предотвращению катастроф. Изменение физико-механических свойств (уплотнение, разуплотнение, сдвиги) и петрофизических характеристик (сопротивление, проводимость, плотность) в зонах эрозии создает аномальные геофизические поля, которые можно измерить на поверхности земли и оценить. Для выявления этих зон чаще применяются геофизические методы электроразведки в различной модификации в комплексе с электромагнитным и сейсмическим зондированием, реже – с георадарным. Таким образом, геофизические методы являются достаточно эффективным способом посто-

янного мониторинга состояния плотины. Физической предпосылкой применения методов геофизики является изменение петрофизических свойств пород, связанных с их увлажненностью [10].

На основе опыта различных исследователей был использован рациональный комплекс геофизических методов: электроразведочные методы диполь-электрического зондирования (ДЭЗ), вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), естественного электрического поля (ЕП), георадарное и сейсмическое зондирование. Основной целью была оценка потенциальных возможностей этих методов для картирования зон эрозии, выявления в ней участков инфильтрации и возможного её направления в теле сооружения.

Объектом исследования была грунтовая плотина водохранилища К-25 высотой 18 м, длиной 156 м и шириной гребня 4,5 м. Назначение ирригационное. Эксплуатируется с 1964 г. Полный объем воды 4,08 млн м³. В теле плотины находятся эксплуатационный и аварийный водоводы (рис. 1). Внешний осмотр плотины показывает, что северный склон покрыт густой растительностью и кустарниками, что может свидетельствовать о возможной инфильтрации воды сквозь плотину. В восточной части сооружения, на стыке тела с основанием, наблюдается зона струйной фильтрации.



Рис. 1. Схема расположения геофизических профилей и точек вертикального электрического зондирования

Fig. 1. Schematic location of geophysical profiles and vertical electrical sounding points

Геофизическим съёмкам предшествовало топографическое обеспечение. В состав работ входило:

- вешение и промер профилей для сейсморазведки и метода ЕП с расстановкой пикетов через 10 м, между ними закопущки через 5 м;
- координатно-высотная привязка точек геофизических наблюдений электронным тахеометром с шагом 5 м;
- координатная привязка концов профилей и точек излома GPS-навигатором типа Garmin.

Объект ранее был исследован электроразведочными методами (ДЭЗ, ВЭЗ) и георадарным зондированием. Результаты этих исследований опубликованы в работах [11, 12].

Дополнительно для уточнения фильтрационной обстановки и структурного строения были проведены обследования методами ЕП и сейсморазведки, результаты которых рассмотрены в настоящей статье.

Методы и методология

Особенностью метода ЕП является его чувствительность непосредственно к потоку грунтовых вод [10, 13]. Поток грунтовых вод, просачиваясь через пористую среду, создает электрическое поле на поверхности земли [14, 15]. Также в [14, 15] показано, что сходные аномальные эффекты потенциала имеют место за счет формирования диффузионно-адсорбционных процессов, связанных с различиями в пористости грунтов и минерализации поровой жидкости. Такие аномалии наблюдаются совместно с фильтрационными и разделить их, как правило, не представляется возможным. Осложняющим фактором при диагностике аномальных эффектов является наличие в изучаемой среде электропроводящих объектов: металлических труб и других конструкций. В них, согласно [16], формируются «природные гальванические элементы» в виде неравномерно окисляющихся электропроводящих тел. Это проявляется локальными отрицательными аномалиями в поле ЕП, которые по конфигурации также могут быть сходными с фильтрационными. Комплексирование геофизических методов увеличивает достоверность данных ЕП, связанных с фильтрационными процессами.

В работах [17–19] для распознавания диффузионно-адсорбционных аномалий предложена и реализована на ряде объектов корреляция полей ЕП и кажущихся сопротивлений.

В исследованиях плотин Вилюйской [16] и Иркутской ГЭС [17] для повышения эффективности метода ЕП по фильтрационной обстановке применялись режимные наблюдения. При этом диагностическим признаком фильтрации, подтвержденной другими методами, являлась аномально повышенная динамика значений потенциала ЕП, отчетливо проявленная в графиках. Кроме того, проведены исследования увеличения набора информативных параметров. С этой целью кроме традиционного потенциала использована его дисперсия для количественной характеристики проявления фильтрационных процессов.

Полевые измерения ЕП выполнялись способом потенциала. В качестве измерительных электродов использовались медно-сульфатные неполяризуемые электроды. Съёмка ЕП выполнена 3 раза по шести субпараллельным профилям с расстоянием между ними порядка 10 м и перпендикулярному с шагом 5 м в осенний период с интервалом в 1 месяц при общем понижении уровня воды на 2 м. При этом уровень воды в водохранилище составлял 757,5, 756,0 и 755,5 м в соответствующих датах измерения. В сложных условиях заземления, связанных с существенной неоднородностью верхней части разреза, сложенной проросшей травой и каменной наброской плотины, погрешность повторных измерений составила $\pm 1,0$ мВ, а контрольных – $\pm 2,5$ –3,0 мВ.

При проведении сейсмических исследований был применен корреляционный метод преломленных и рефрагированных волн. Для обеспечения глубинности сейсмического зондирования рефрагированными волнами порядка 40 м длина годографа составляла 200 м. Возбуждение упругих вертикальных (для продольных волн) и горизонтальных (для поперечных волн) колебаний вызывалось ударами кувалды с расстоянием между пунктами возбуждения 40 м. Приём упругих колебаний осуществлялся для продольных волн вертикальными сейсмоприемниками GS-32СТ, для поперечных волн – JF20DX. Для ослабления остаточного фона продольных волн возбуждение поперечных волн выполнялось в виде двух разнополярных воздействий ($\pm Y$). Регистрация упругих колебаний раздельная (для продольных и поперечных волн) с шагом квантования сигнала 1 мС.

Результаты и обсуждение

Метод естественного электрического поля. Плотина была первично обследована методом ЕП, полученные результаты подробно приводятся в работе [20].

Для повышения достоверности диагностики потенциала естественного электрического поля $U_{ЕП}$, связанного с фильтрационными процессами, применены способы математической статистики, к примеру дисперсионный анализ. Дисперсия σ^2 рассчитывалась для каждой точки трёхкратных измерений по формуле:

$$\sigma^2 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n},$$

где x_i – измеренное значение; \bar{x} – среднее выборочное значение; n – количество выборки.

Для расчёта σ^2 из наблюдаемого поля по всем профилям вычиталась региональная составляющая $U_{ЕП}$ по его тренду. Расчёт σ^2 (рис. 2, а) показывает наличие в диапазоне пикетов 100–150 аномальной зоны, трудно обнаруживаемой в поле $U_{ЕП}$. Результаты интерпретации дисперсии $\sigma^2_{УЕП}$ по всей площади приведены на рис. 2, б. При этом сечение изолиний этого параметра принято равным величине стандартного отклонения от среднего 1,3.

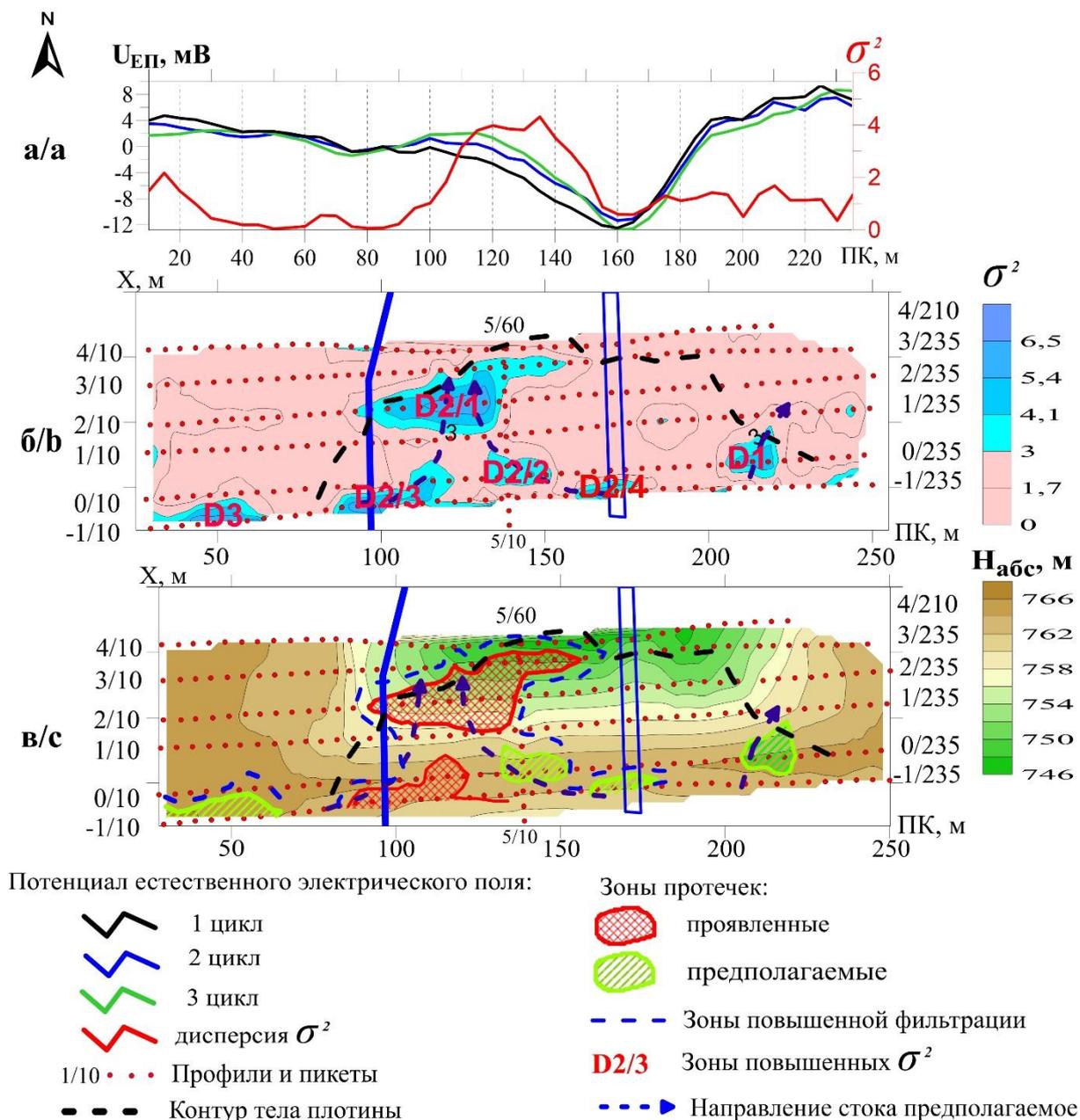


Рис. 2. Результаты расчета σ^2 по профилю 3 (а), карты дисперсии естественного поля (б) и зон протечек (в)
 Fig. 2. Results of σ^2 calculating along the profile 3 (a), maps of self-potential dispersion (b) and leakage zones (c)

Наиболее контрастные повышения дисперсии установлены в пространстве между водоводами. Среди них наиболее интенсивна аномалия D2/1, которая простирается до основания плотины. Эта зона проинтерпретирована как область, где максимально проявляются фильтрационные процессы. Там же располагаются зоны аномалий D2/2, D2/3 и D2/4, в которых максимальные значения дисперсии локализуются по профилю 1. С учётом конфигурации изолиний повышенных значений дисперсии они объединены с зоной D2/1 в одну область повышенной фильтрации. Зона D3 находится на расстоянии 15–20 м вне пределов плотины. Аномальная зона D1 выявлена на восточном фланге плотины, в области, прилегающей к её гребню.

Схема зон протечек по параметру дисперсии U_{EP} показана на рис. 2, в. Наиболее интенсивные фильтрационные процессы отмечены в северо-западной части плотины. Учитывая, что рельеф дневной поверхности в этой части понижен, следует ожидать дополнительные деструктивные процессы, связанные с атмосферными осадками. Диффузионно-адсорбционное и фильтрационное происхождение аномальной зоны D2/1 вполне однозначно может быть определено по данным сейсморазведки.

Особенностью зоны фильтрации D1 в правобережной части плотины является её меньшая проявленность в параметре дисперсии. Зона D1 располагается в пониженной части рельефа практически вкост борта, что может способствовать разрушению сооружения.

В целом по данным электроразведки ЕП получена общая характеристика фильтрационной обстановки в плотине. По аномальным эффектам в параметре дисперсии потенциала ЕП выявлены зоны, предположительно связанные с фильтрационными процессами, требующие уточнения их природы и определения фильтрационных характеристик.

Сейсмическая разведка. Разрез профиля 0 в пределах тела плотины представляет собой структуру «проседания» с повышенной мощностью (до 5–6 м) низкоскоростных грунтов (рис. 3, б). С учётом инженерно-геологических данных и результатов ВЭЗ эти грунты проинтерпретированы водопроницаемыми суглинками. По кровле подстилающих их образований получена преломляющая граница 1 как в продольных, так и поперечных волнах (рис. 3, в). Там же данными ВЭЗ отмечено и повышение электрического сопротивления. По совокупности полученных данных эта

граница объяснена кровлей слабопроницаемых суглинков.

Жесткая преломляющая граница в продольных волнах в пределах плотины расположена на глубине 18 м. Она совпадает с геоэлектрической границей и вызвана уплотнёнными суглинками основания плотины. По флангам плотины к основанию примыкает преломляющая граница 2. Она, вероятно, связана с фациальным изменением природных суглинистых грунтов. Основание плотины диагностировано в поперечных волнах по максимальным значениям вертикального градиента скорости. Кроме того, в обоих типах волн установлено наличие скоростных границ при смене подстилающих грунтов основания на материнские подстилающие грунты. Это подтверждается результатами метода сопротивлений, которые интерпретируют их как русловые гравийно-валунно-суглинистые отложения.

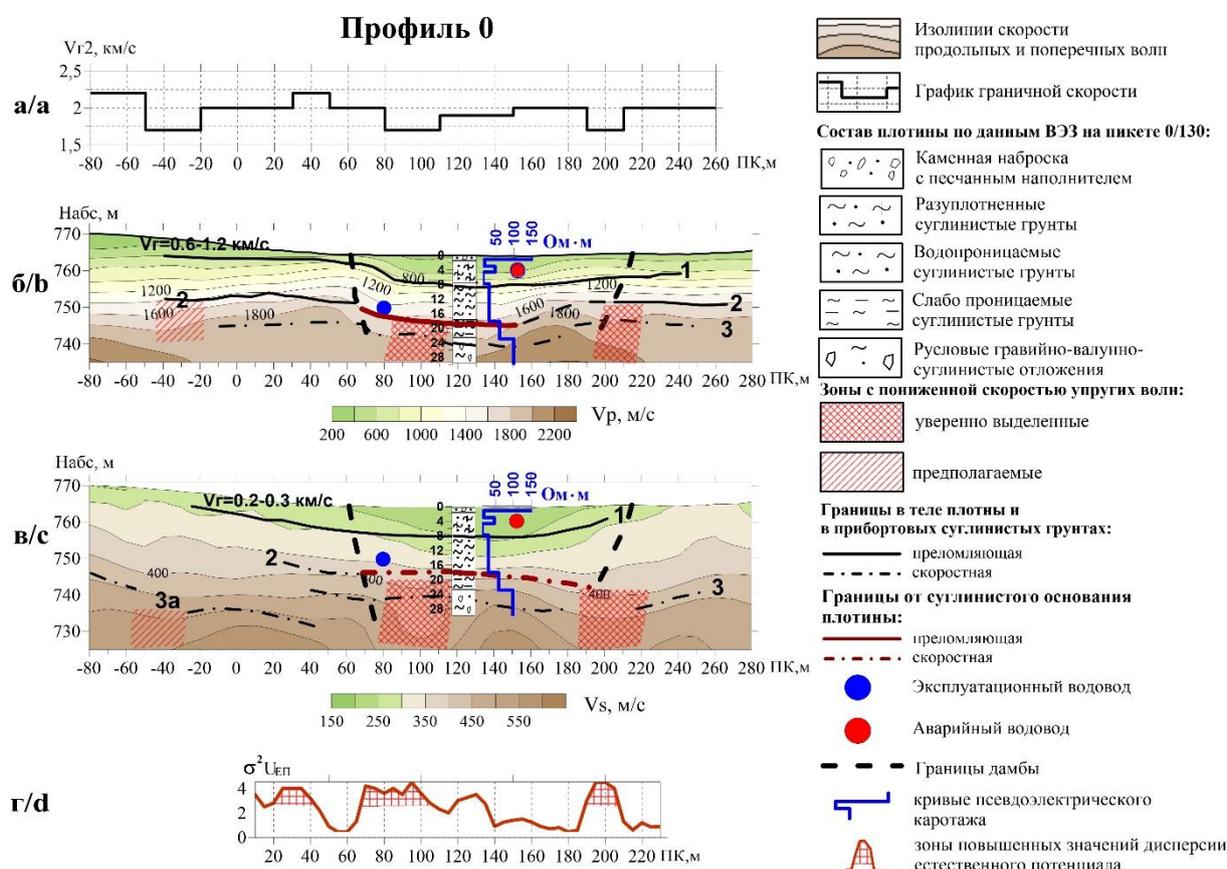


Рис. 3. Строение плотины по профилю 0: график граничной скорости (а); по продольной волне (б); по поперечной волне (в); график дисперсии естественного потенциала (г)

Fig. 3. Dam structure along the profile 0: boundary velocity graph (a); longitudinal wave (b); transverse wave (c); self-potential dispersion graph (d)

Особенностью разреза является его существенная латеральная неоднородность, проявленная как в граничной скорости продольных волн на глубине залегания основания плотины (рис. 3, а), так и в скоростных разрезах обоих типов волн. Важной особенностью такой неоднородности представляется наличие зон с аномально пониженной скоростью упругих волн. Такие зоны установлены в бортовых частях плотины:

в интервалах 0/80–0/110 и 0/190–0/210, а также в начале профиля за пределами плотины 0/–50–0/–20. Интерес представляют первые две зоны, наиболее контрастно проявленные в скоростном разрезе в поперечных волнах. В них происходят наибольшие деформации геологических сред с понижением их прочностных свойств и повышением водопроницаемости. Косвенным подтверждением повышения во-

допроницаемости в таких зонах следует считать данные по дисперсии потенциала ЕП (рис. 3, з). Области anomalно повышенных значений этого параметра интерпретируются динамикой фильтрационной обстановки и однозначно коррелируются с зонами с пониженной скоростью упругих волн.

Аналогичные результаты были получены по профилям 1 и 2.

Комплексная интерпретация данных. На рис. 4 приведены комплексные интерпретированные данные по распределению зон с повышенной электропроводностью, поляризуемостью и диэлектрической проницаемостью аномальных эффектов, полученные геофизическими методами [11, 12]. Как видно из рисунка, наибольшая плотность аномальных зон имеет место в пространстве, прилегающем к западному борту плотины.

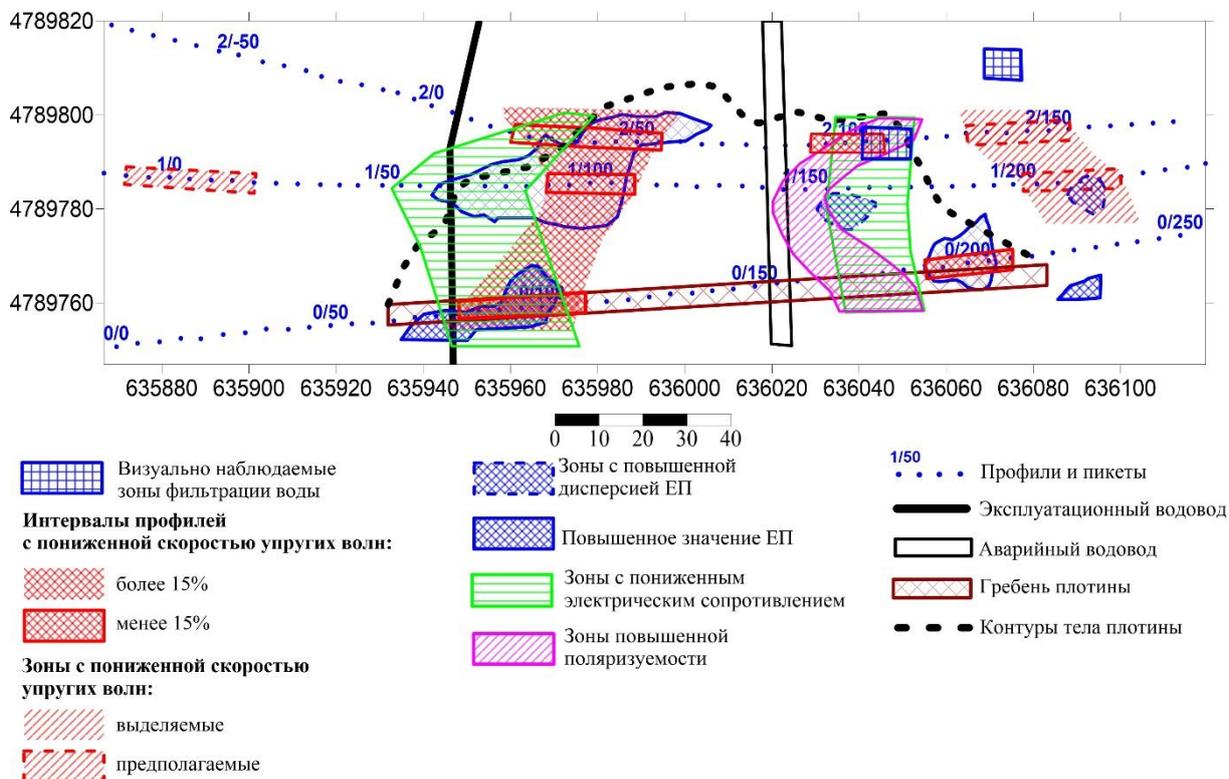


Рис. 4. Схема распределения зон аномальных эффектов в геофизических параметрах
 Fig. 4. Schematic distribution of anomalous effects zones in the geophysical parameters

Особенностью распределения зон, выделенных по всем параметрам, является их удовлетворительная сходимость в области гребня плотины по профилю 0 на участке 0/75–0/110 и в различной степени их расхождение по остальным профилям. По профилю 1 в контуры аномалий электрического сопротивления и поляризуемости попала только западная область аномалии дисперсии ЕП, тогда как наиболее интенсивная её часть и зона понижения скорости упругих волн оказались за его пределами. По профилю 2 в аномальные зоны электрического сопротивления и поляризуемости вошла только западная половина зоны с пониженной скоростью упругих волн. Ещё большие расхождения в местоположении рассматриваемых аномальных зон получены в восточной прибортовой части плотины. В этой области повышенные электропроводность и поляризуемость коррелируются с зоной пониженной скорости лишь по профилю 2 в районе визуально наблюдаемой зоны фильтрации, а по профилю 1 – с зоной слабо проявленной аномалии дисперсии ЕП. Наблюдается также вытянутость зоны с anomalно повышенной поляризуемостью в сторону аварийного водопровода. Существенная неоднород-

ность тела плотины и пересечённый рельеф дневной поверхности являются наиболее вероятными причинами приведённых расхождений аномальных эффектов. Также не следует исключать и влияния металлических конструкций (водопроводов) на эффекты в электропроводности и поляризуемости, особенно в увлажнённой среде.

При создании схемы фильтрации за основу были взяты данные по дисперсии ЕП и скорости упругих волн. Первый параметр использовался в качестве индикатора динамики фильтрационных процессов, второй – для их увязки с ослабленными зонами. На рис. 5 приведена схема расположения зон повышенной фильтрации воды. Границы таких зон проводились по осредненным контурам обоих параметров, а направление основного стока – по максимумам дисперсии ЕП.

Наиболее контрастной и уверенно диагностируемой зоной фильтрации представляется F1, выделенная в западной прибортовой части плотины. Она охватывает область за пределами насыпного тела плотины, начиная с пикета 1/77 и далее на северо-восток. Направление основного стока в этой зоне практически проходит по её середине.

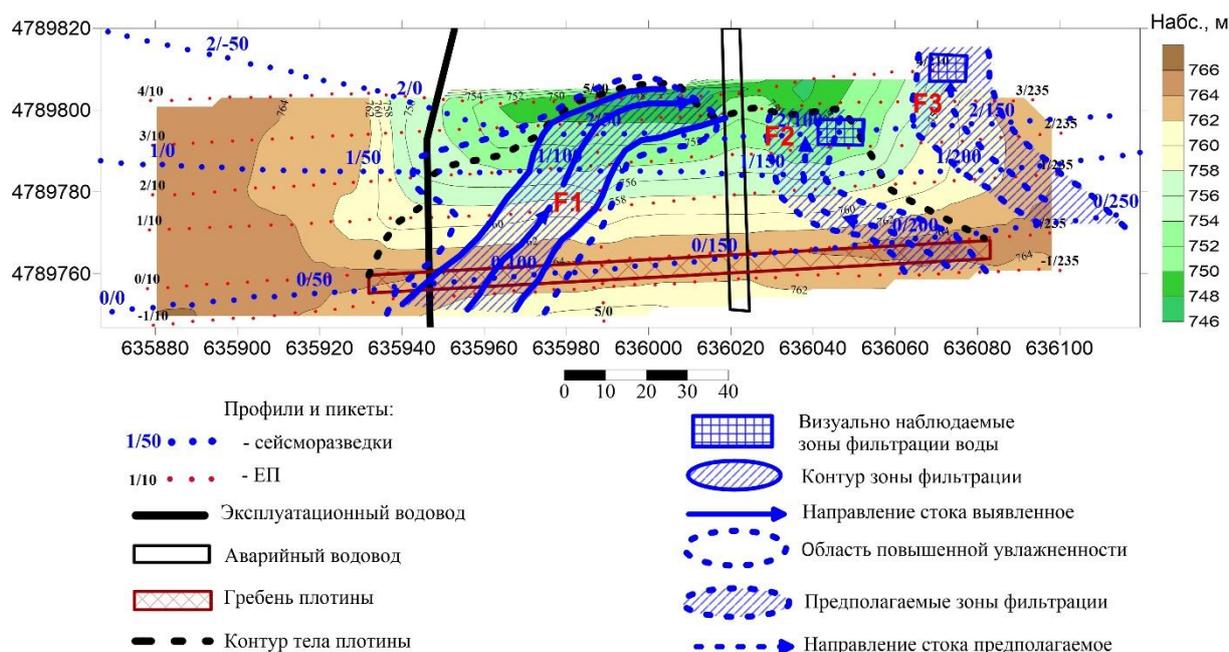


Рис. 5. Схема расположения зон повышенной фильтрации воды
Fig. 5. Schematic location of zones with the increased water filtration

Зоны фильтрации F2 и F3 визуально подтверждаются выходами на дневную поверхность фильтрующейся воды на профиле 2 от 2/105 до 2/115 и у пикета 4/210. Если источник фильтрации по зоне F2 более или менее понятен и находится, предположительно, в бортовой части плотины, то для зоны F3, находящейся за пределами плотины, источником могут быть как водохранилище, так и близлежащие дома жилого посёлка.

Таким образом, выбранный рациональный комплекс является достаточным для определения расположения ослабленных зон в теле плотины, которые являются потенциально опасными путями фильтрации воды.

Данное исследование планируется развить и продолжить в направлении повышения производительности, включая в предлагаемый рациональный комплекс вместо метода ВЭЗ метод электрической томографии (ERT), который является современной модификацией ВЭЗ и позволит с помощью многоэлектродной системы добиться высокой плотности наблюдений и обеспечить необходимую скорость измерений [21].

Заключение

Получены экспериментальные данные по структурно-вещественным особенностям внутреннего строения тела плотины водохранилища К-25. Метод диполь-электрического зондирования в модификации вызванной поляризации показал высокую эффективность по выявлению участков с повышенной водопроницаемостью. Дана оценка информативности электрических параметров кажущего сопротивления и относительной поляризуемости при выявлении в теле плотины зон инфильтраций и расположения их в плане. При использовании этих параметров в качестве диагностических признаков проведен анализ осложняющих их факторов.

По результатам вертикального электрического зондирования получены сведения о детальном распределении параметров кажущего сопротивления по вертикали 40 и более метров, свидетельствующие о неоднородности строения тела сооружения в этом параметре.

По данным совместной интерпретации результатов диполь-электрического зондирования в модификации вызванной поляризации, вертикального электрического и георадарного зондирования составлены инженерно-геологические разрезы, которые можно рассматривать как исходные модели для мониторинга водопроницаемости плотины.

Площадная электроразведка методом естественного электрического поля показала высокую результативность в варианте режимных наблюдений при выявлении зон фильтрации воды. С целью достоверности диагностики аномальных эффектов, связанных с фильтрационными процессами, использован параметр дисперсии электрического потенциала.

Сейсморазведка корреляционным методом преломленных и рефрагированных волн на продольных и поперечных волнах была достаточно продуктивной при изучении строения плотины и выявлении в ней ослабленных зон, в которых могут проходить фильтрационные процессы. Корреляция выделенных сейсморазведкой ослабленных участков с зонами аномально повышенной дисперсии электрического потенциала существенно повысила достоверность геофизических данных при оценке фильтрационной обстановки в плотине.

По результатам работ можно сделать вывод, что электроразведку методом диполь-электрического зондирования в модификации вызванной поляризации целесообразно использовать для первичной оценки состояния плотины как наиболее экспрессно-

го метода. Для более детального изучения структурного строения объекта необходимо применить электроразведку методом естественного поля и сейсморазведку на продольных и поперечных волнах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Geophysical methods and their applications in dam safety monitoring / N. Adamo, N. Al-Ansari, V. Sissakian, J. Lau, S. Knutsson // Journal of Earth Sciences and Geotechnical Engineering. – 2020. – V. 11. – № 1. – P. 291–345.
2. Park C. Geophysical methods for reservoir safety investigations // Environment Agency and British Dam Society. – 2017. – P. 3–33. URL: <https://damsafetygroup.com/wp-content/uploads/2022/01/Geophysical-methods-for-reservoir-safety-investigations.pdf> (дата обращения: 23.03.2021).
3. Characterization of focused seepage through an Earthfill dam using geoelectrical methods / J.S. Ikard, A. Revil, M. Schmutz, M. Karaoulis, A. Jardani, M. Mooney // Groundwater. – 2014. – V. 52. – № 6. – P. 952–965.
4. Dahlin T., Sjödhall P., Johansson S. Investigation of geophysical methods for assessing seepage and internal erosion in embankment dams: a guide to resistivity investigation and monitoring of embankment dams // Report for CEA Technologies Inc. – Burbany, Canada: BC Hydro, 2008. – P. 2–84.
5. Dam seepage investigation of an Earthfill dam in Warren County, Missouri using geophysical methods / S.C. Nwokebuihe, A.M. Alotaibi, A. Elkry, E.V. Torgashov, N.L. Anderson // AIMS Geosciences. – 2017. – V. 3 (1). – P. 1–13.
6. Karastathis V., Karmis P. Geophysical investigations of seepage and settlement effects at Mornos dam // 74th EAGE Conference and Exhibition incorporating EUROPEC. – Copenhagen, Denmark, 2012. – V. 4. – P. 2909–2913.
7. Sari M., Seren A., Alemdag S. Determination of geological structures by geophysical and geotechnical techniques in Kirklartepe Dam Site (Turkey) // Journal of Applied Geophysics. – 2020. – V. 182. – article 104174.
8. Al-Fares W., Asfahani J. Evaluation of the leakage origin in Abu Baara earthen dam using electrical resistivity tomography, northwestern Syria // Geofisica Internacional. – 2018. – V. 57. – № 4. – P. 223–237.
9. Seepage investigation on an existing dam using integrated geophysical methods / N.K. Olasunkanmi, A. Aina, S. Olatunji, M. Bawalla // Journal of Environment and Earth Science. – 2018. – V. 8. – № 5. – P. 6–16.
10. Огильви А.А. Основы инженерной геофизики. – М.: Изд-во «Недра», 1990. – 501 с.
11. Akhmetov Y.M., Assemov K.M., Shaytorov V.N. Geophysical survey of earthen dam using the electrical prospecting methods // Contributions to Geophysics and Geodesy. – 2020. – V. 50/2. – P. 249–259.
12. Исследование земляной плотины комплексом геофизических методов / Е.М. Ахметов, К.М. Асемов, Е.Т. Мукашбеков,

Примененный рациональный комплекс геофизических методов с достаточной точностью определяет состояние грунтовых плотин и может быть использован для мониторинга их технического состояния.

- M.B. Шульга // Научно-технический журнал Евро-Азиатского геофизического общества. Геофизика. – 2020. – № 3. – С. 72–77.
13. Семенов А.С. Электроразведка методом естественного электрического поля. – Л.: Недра, 1980. – 446 с.
14. Совместный анализ данных естественного поля и электромографии для изучения Александровского городища (Калужская область) / В.А. Шевнин, А.А. Бобачев, С.В. Иванова, К.И. Баранчук // Инженерная геофизика 2014: 10-я научно-практическая конференция и выставка Европейской ассоциации геоучёных и инженеров. – Геленджик, Россия, 2014. – С. 1–6.
15. Шевнин В.А. Распознавание аномалий естественного электрического поля диффузионно-адсорбционного происхождения // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. – 2018. – № 2. – С. 93–98.
16. Великин С.А., Снегирев А.М. Локальный геофизический мониторинг состояния правобережного примыкания плотины Вилюйской ГЭС-1 // Вестник Камчатской региональной ассоциации «Учебно-научный центр». Науки о Земле. – 2005. – № 2. – Вып. № 6. – С. 77–85.
17. Динамика физического состояния ослабленных зон насыпной плотины Иркутской ГЭС за период 2002–2012 гг. / В.И. Джурик, А.Ю. Ескин, С.П. Серебренников, Е.В. Брыжак // Известия Иркутского государственного университета. Серия: Науки о Земле. – 2014. – Т. 8. – С. 35–41.
18. Технология комплексных инженерно-геофизических изысканий для диагностики состояния гидротехнических сооружений / В.П. Колесников, А.В. Коноплев, А.М. Пригара, А.В. Татаркин // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 6. – С. 257–262.
19. Определение физико-механических свойств грунтов при оценке состояния гидротехнических сооружений методами неразрушающего контроля / А.М. Пригара, А.В. Татаркин, А.В. Пенский, Б.М. Осовецкий, А.В. Коноплев // Научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2012. – № 84 (10). – С. 2–12.
20. Применение метода естественного электрического поля для диагностики состояния земляной плотины / Е.М. Ахметов, К.М. Асемов, Е.Т. Мукашбеков, Н.Н. Кусербаева // Геология и охрана недр. – 2020. – № 2 (75). – С. 75–78.
21. Turarova M., Mirgalikyu T., Mukanova B., Kaznacheev P. Simulation of electrical resistivity tomography curves in a three-dimensional medium with a ground surface relief and immersed inhomogeneity // International Conference on Information Science and Communications Technologies: Applications, Trends and Opportunities ICISCT. – Tashkent, Uzbekistan, 2019. – P. 1–4.

Поступила 24.11.2021 г.

Информация об авторах

Ахметов Е.М., кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, Национальный центр по комплексной переработке минерального сырья Республики Казахстан.

Асемов К.М., главный специалист, Национальный центр по комплексной переработке минерального сырья Республики Казахстан.

Муканова Б.Г., доктор физико-математических наук, профессор, Astana IT University.

Миргаликызы Т., и.о. доцента, Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева.

Аширов Б.М., генеральный директор, ТОО «Сейсмологическая опытно-методическая экспедиция».

Жолдыбаев А.К., ведущий инженер, Институт геофизических исследований Национального ядерного центра Республики Казахстан.

UDC 627.8.059: 550.8.04

APPLICATION OF THE COMPLEX OF GEOPHYSICAL METHODS TO INVESTIGATE THE K-25 RESERVOIR EARTH DAM IN THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

Yermek M. Akhmetov¹,
aem.47@mail.ru

Kambar M. Assemov¹,
kassm@kazkern.kz

Balgaisha G. Mukanova²,
mbsha01@gmail.com

Tolkyn Mirgalikzy³,
m_t85@mail.ru

Beimbet M. Ashirov⁴,
bashirov.kz@gmail.com

Alexey K. Zholdybaev⁵,
gado_graf@mail.ru

¹ National center on complex processing of mineral raw materials of the Republic of Kazakhstan, 67, Zhandossov street, Almaty, A10M6G5, Kazakhstan.

² Astana IT University, 55/11, Mangilik Yel avenue, Nur-Sultan, Z05T3C8, Kazakhstan.

³ L.N. Gumilev Eurasian National University, 2, Satpaev street, Nur-Sultan, Z01A3D7, Kazakhstan.

⁴ Seismological Experimental Methodological Expedition Ltd, 75a, Al-Farabi avenue, Almaty, A15E3F4, Kazakhstan.

⁵ Institute of Geophysical Research, National Nuclear Center of the Republic of Kazakhstan, Meridian site, Kurchatov, F10D0X5, Kazakhstan.

The relevance. The safety problems of dams used for agricultural land reclamation are acute in the society. Their destruction leads to the great economic and environmental damage. Their monitoring by the non-invasive geophysical methods takes a worthy place for solving this problem. The geophysical methods allow obtaining the information about the object of research cheaply and promptly and complete the traditional geotechnical methods. During the dam operation water seeps through its body, around the spillway structures, as well as in the near-side part, which leads to the formation of erosion zones. This process is accompanied by the changes in the physical-mechanical properties of rocks, which can significantly influence the stability and safety of construction. The timely detection at an early stage of such changes by the geophysical methods is important to take the preventive measures and preventing the disasters.

The aim of the study is to substantiate rational set of geophysical methods, their testing on the earth type hydraulic structures and evaluate their informativity when determining the structure current state.

Object: erosion zones of the K-25 reservoir earth dam in Kazakhstan.

Methodology: field study, processing and interpretation of received data; identification of erosion zones, related to humidifying, by the resistance, polarization, dielectric penetrability parameters; drawing of the initial engineering-geological section of construction; substantiation of regime supervision by the self-potential method; mapping of infiltration zones and its direction at the different degrees of reservoir filling; allocation of decompaction zones and their evaluation by the longitudinal and lateral wave data; complex interpretation of results.

Results. The authors have developed the diagnostic technology of earth dam physical state according to the geophysical data in the conditions of the Republic of Kazakhstan. The methods of dipole electric sounding of evoked polarization, vertical electric sounding and ground penetration radar sounding have shown the high efficiency at revealing the sites with the increased water permeability. The information content of geoelectric parameters was assessed for the identification of the flowing water bearing zones and their mapping in the plan. The authors carried out the analysis of complicating factors when using these parameters. According to the data of vertical electrical sounding, the detailed distributions of electric resistance, testifying to the essential inhomogeneity of dam body in this parameter, were obtained. The engineering-geological cross-sections, which may be considered as the starting models for monitoring dam permeability, were made based on the complex data. The area electrical survey by the self-potential method at a variant of regime observations proved to be effective at the revealing of water filtration zones. The longitudinal and transverse seismic surveys were quite effective to study the structure of dam and identify the weakened zones, where filtration may take place. The results of seismic survey correlate quite well to the results of electric potential dispersion when assessing the filtration conditions. According to the results of experimental-methodical works it is possible to conclude, that it is expedient to use the electrical survey for the primary estimation of dam condition, as the most express method. For more detailed study of structure, it is necessary to apply self-potential method and seismic survey on the longitudinal and transverse waves.

Key words:

Geophysical methods, earthen dam, erosion zones, infiltration, regime observations, interpretation, monitoring.

REFERENCES

1. Adamo N., Al-Ansari N., Sissakian V., Lau J., Knutsson S. Geophysical Methods and their Applications in Dam Safety Monitoring. *Journal of Earth Sciences and Geotechnical Engineering*, 2020, vol. 11, no. 1, pp. 291–345.
2. Park C. Geophysical methods for reservoir safety investigations. *Environment Agency and British Dam Society*, 2017, pp. 3–33. Available at: <https://damsafetygroup.com/wp-content/uploads/2022/01/Geophysical-methods-for-reservoir-safety-investigations.pdf> (accessed 23 March 2021).
3. Ikard S.J., Revil A., Schmutz M., Karaoulis M., Jardani A., Mooney M. Characterization of focused seepage through an Earth-

- fill dam using geoelectrical methods. *Groundwater*, 2014, vol. 52, no. 6, pp. 952–965.
4. Dahlin T., Sjödhall P., Johansson S. Investigation of geophysical methods for assessing seepage and internal erosion in embankment dams: a guide to resistivity investigation and monitoring of embankment dams. *Report for CEA Technologies Inc.* Burbany, Canada, BC Hydro, 2008. pp. 2–84.
 5. Nwokebuihe S.C., Alotaibi A.M., Elkrry A., Torgashov E.V., Anderson N.L. Dam seepage investigation of an earthfill dam in Warren County, Missouri using geophysical methods. *AIMS Geosciences*, 2017, vol. 3 (1), pp. 1–13.
 6. Karastathis V., Karmis P. Geophysical investigations of seepage and settlement effects at Mornos dam. *74th EAGE Conference and Exhibition incorporating EUROPEC 2012*. Copenhagen, Denmark, 2012. Vol. 4, pp. 2909–2913.
 7. Sari M., Seren A., Alemdag S. Determination of geological structures by geophysical and geotechnical techniques in Kırklartepe Dam Site (Turkey). *Journal of Applied Geophysics*, 2020, vol. 182, article 104174.
 8. Al-Fares W., Asfahani J. Evaluation of the leakage origin in Abu Baara earthen dam using electrical resistivity tomography, north-western Syria. *Geofisica Internacional*, 2018, vol. 57, no. 4, pp. 223–237.
 9. Olasunkanmi N.K., Aina A., Olatunji S., Bawalla M. Seepage investigation on an existing dam using integrated geophysical methods. *Journal of Environment and Earth Science*, 2018, vol. 8, no. 5, pp. 6–16.
 10. Ogilvi A.A. *Osnovy inzhenernoy geofiziki* [Fundamentals of engineering geophysics]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 501 p.
 11. Akhmetov Y.M., Assemov K.M., Shaytorov V.N. Geophysical survey of earthen dam using the electrical prospecting methods. *Contributions to Geophysics and Geodesy*, 2020, vol. 50/2, pp. 249–259.
 12. Akhmetov Y.M., Assemov K.M., Mukashbekov Y.T., Shulga M.V. Investigation of an earthen dam using a complex of geophysical methods. *Scientific and technical journal of the Euro-Asian Geophysical Society. Geophysics*, 2020, no. 3, pp. 72–77. In Rus.
 13. Semenov A.S. *Elektrorazvedka metodom estestvennogo elektricheskogo polya* [Electrical prospecting by the method of natural electric field]. Leningrad, Nedra Publ., 1980. 446 p.
 14. Shevnin V.A., Bobachev A.A., Ivanova S.V., Baranchuk K.I. Sovmestny analiz dannykh estestvennogo polya i elektrotomografii dlya izucheniya Aleksandrovskogo gorodishcha (Kaluzhskaya oblast) [Joint analysis of natural field data and electrical tomography for the study of the Alexandrovskoe settlement (Kaluga region)]. *10-ya nauchno-prakticheskaya konferentsiya i vystavka Evropeyskoy assotsiatsii geouchonykh i inzhenerov. Inzhenernaya geofizika 2014* [10th scientific-practical conference and exhibition of the European Association of Geoscientists and Engineers. Engineering Geophysics 2014]. Gelendzhik, Russia, 2014. pp. 1–6.
 15. Shevnin V.A. Recognition of anomalies of the natural electric field of diffusion-adsorption origin. *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 2018, no. 2, pp. 93–98. In Rus.
 16. Velikin S.A., Snegirev A.M. Local geophysical monitoring of the state of the right-bank abutment of the dam of the Vilyui HPP-1. *Bulletin of the Kamchatka regional association «Educational and scientific center»*. *Earth Sciences*, 2005, no. 2, Iss. 6, pp. 77–85. In Rus.
 17. Dzhurik V.I., Eskin A.Yu., Serebrennikov S.P., Bryzhak E.V. Dinamika fizicheskogo sostoyaniya oslablennykh zon nasypnoy plotiny Irkutskoy GES za period 2002–2012 gg. [Physical condition dynamics on the weakened zones of the bulk dam of the Irkutsk Hydroelectric Power Station for the period 2002–2012]. *Izvestiya Irkutskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Nauki o Zemle*, 2014, vol. 8, pp. 35–41.
 18. Kolesnikov V.P., Konoplev A.V., Prigara A.M., Tatarkin A.V. Technology of complex geophysical survey for diagnosis of hydraulic structures. *Modern problems of science and education*, 2012, no. 6, pp. 257–262. In Rus.
 19. Prigara A.M., Tatarkin A.V., Pensky A.V., Osovetsky B.M., Konoplev A.V. Determination of physical and mechanical properties of soils when assessing the condition of hydraulic structures using non-destructive testing methods. *Scientific journal of Kuban State Agrarian University*, 2012, no. 84 (10), pp. 2–12. In Rus.
 20. Akhmetov Y.M., Assemov K.M., Mukashbekov Y.T., Kuserbaeva N.N. Application of self-potential method for the diagnostics of the earth dam state. *Geology and Subsoil Protection*, 2020, no. 2 (75), pp. 75–78. In Rus.
 21. Turarova M., Mirgalikzy T., Mukanova B., Kaznacheev P. Simulation of electrical resistivity tomography curves in a three-dimensional medium with a ground surface relief and immersed inhomogeneity. *International Conference on Information Science and Communications Technologies: Applications, Trends and Opportunities ICISCT*, Tashkent, Uzbekistan, 2019. pp. 1–4.

Received: 24 November 2021.

Information about the authors

Yermek M. Akhmetov, Cand Sc, associate professor, leading researcher, National center on complex processing of mineral raw materials of the Republic of Kazakhstan.

Kambar M. Assemov, chief specialist, National center on complex processing of mineral raw materials of the Republic of Kazakhstan.

Balgaisha G. Mukanova, Dr. Sc., professor, Astana IT University.

Tolkyn Mirgalikzy, associate professor, L.N. Gumilev Eurasian National University.

Beimbet M. Ashirov, general director, Seismological Experimental Methodological Expedition Ltd.

Alexey K. Zholdybaev, leading engineer, Institute of Geophysical Research, National Nuclear Center of the Republic of Kazakhstan.

УДК 544.576:546.62:544.038:54-145.16

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА КИНЕТИКУ ПРОЦЕССА ЩЕЛОЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ АЛЮМИНИЕВЫХ ОТХОДОВ

Новиков Александр Станиславович¹,
asn36@tpu.ru

Мостовщиков Андрей Владимирович^{1,2},
avmost@tpu.ru

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

² Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью разработки новых методик по утилизации металлических отходов. Данное направление, при участии различных интенсифицирующих воздействий, относится к ресурсосберегающим, технологическим, минимизирующим объемы капитальных затрат на сырьё, производство и последующую реализацию.

Цель: изучить физико-химические закономерности процесса щелочной переработки алюминиевых отходов в поле ультразвука, предложить механизм этого процесса и на основании установленных закономерностей и предложенного механизма разработать методику щелочной переработки алюминиевых отходов.

Объекты: образцы алюминиевых отходов в виде пластинок и стружки.

Методы: волюмометрия, дифференциально термический анализ, оценка и анализ кинетических кривых процесса при разных температурах.

Результаты. Проведен анализ кинетических кривых, рассчитаны константы скоростей процесса при различных температурах, найден порядок химической реакции. По рассчитанной энергии активации процесса была дана характеристика о кинетической области процесса. Найдено массовое содержание алюминия в образцах. Согласно полученным данным, воздействие на систему ультразвуком способствовало увеличению скорости химического процесса на 44,1 % при 303 К; на 25,4 % при 313 К. Сам процесс начинался в течение 1...3 секунд и завершился в течение нескольких минут, что подтверждает возможность утилизации алюминиевых отходов с помощью щелочных растворов при невысоких температурах. Полученный водород можно использовать в водородной энергетике, поскольку он является единственным газообразным продуктом реакции, что снижает необходимость в его очистке перед транспортировкой. Отфильтрованный гидроксид алюминия можно использовать в силикатной промышленности для получения пористой корундовой керамики.

Ключевые слова:

Сонохимия, утилизация отходов, получение водорода, получение гидроксида алюминия, волюмометрия, изучение кинетики.

Введение

Алюминий – самый часто перерабатываемый материал, который полностью поддается переработке, при этом не утрачивая своих свойств. Около 75 % алюминия, выпущенного за все время существования металлургической отрасли, используется до сих пор. Сегодня производство вторичного алюминия занимает около 30 % от общего объема выпуска, и его доля продолжает расти [1].

Металлургическая переработка лома и отходов алюминия заключается в том, что после предварительной подготовки лом и отходы подвергаются термической обработке в плавильных печах. На производство первичного алюминия затрачивается энергия 174 ГДж/т, а на производство, связанное с переработкой алюминия, – 20 ГДж/т [2].

Алюминиевая стружка является смесью алюминия, оксида алюминия и различных примесей с металлургических производств. Алюминий, находящийся в образце, является одним из самых активных металлов, а химические реакции с ним, как правило, являются экзотермическими. Одним из главных преимуществ экзотермических реакций является тот факт, что после подачи необходимой для начала реакции энергии в дальнейшем её вводе в систему нет необходимости,

поскольку выделяемое в ходе реакции тепло в первую очередь расходуется на поддержание химического процесса, что существенно повышает экономическую эффективность процесса.

Одной из наиболее простых в реализации экзотермических реакций с участием алюминия является его химическое взаимодействие с раствором щелочи. В результате данной химической реакции из одного килограмма алюминия выделяется более 1,2 м³ газообразного водорода. Образовавшегося тепла хватит, чтобы нагреть до кипения почти 40 м³ воды, поскольку количество образовавшейся энергии превышает 15 МДж [3]. Полученную энергию можно использовать как внутри самого производства, где происходит процесс, так и для обеспечения теплом других потребителей, учитывая возможность перевода тепловой энергии в электрическую, механическую и другие виды энергий.

Продукты данной реакции – гидроксид алюминия и водород, являющийся единственным газообразным продуктом реакции. Водород можно аккумулировать и использовать в водородной энергетике, без применения дополнительного оборудования для его очистки или выделения из газовых смесей. Мелкодисперсный гидроксид алюминия используется при очистке воды, в

медицине в качестве обволакивающего средства и при изготовлении вакцин, на полимерных производствах в качестве антипирена. После прокаливании осадок представляет собой мелкодисперсный оксид алюминия, который востребован в силикатной промышленности для получения пористой корундовой керамики и в качестве носителей для катализаторов.

Для интенсификации химических реакций, помимо введения катализатора, используют различные физические воздействия: температура, давление, ультрафиолетовое, микроволновое и ультразвуковое воздействие [4].

Ультразвук нашел множество технологических применений, начиная от очистки, синтеза полимеров, разложения загрязняющих веществ и изготовления наночастиц до биомедицинских приложений и пищевой отрасли [5–12]. Разделом химии, который изучает влияние ультразвуковой энергии на химические реакции, а также возникающие при этом физические, химические, а также физико-химические эффекты, является сонохимия [13–18].

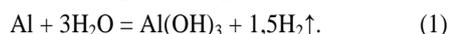
Система жидкость – твердое тело – это наиболее широко исследуемая область сонохимии. Локальная кавитация на твердой поверхности приводит к высвобождению струи жидкости, ударяющей по поверхности, что ведет к эрозии/точечной коррозии. Точечная коррозия приводит к появлению новых реакционных участков, тем самым увеличивая скорость реакции. В работе [17] приведены данные о том, что на этих участках происходит плавление металлов, таких как Cu, Zn, Fe, Cr, Ni.

Разработка методики щелочной переработки алюминиевых отходов, интенсифицированная ультразвуковым излучением, является альтернативой действующим физическим способам переработки, поскольку она является менее затратной, чем переплавка алюминия, при температурах начиная с 660 градусов [1].

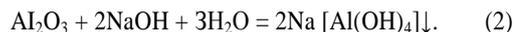
Цель данной работы заключалась в том, чтобы изучить физико-химические закономерности процесса щелочной переработки алюминиевых отходов в поле ультразвука, предложить механизм этого процесса и на основании установленных закономерностей и предложенного механизма разработать методику щелочной переработки алюминиевых отходов.

Методики, оборудование и объекты исследования

Алюминий, являясь крайне активным металлом ($\varphi = -1,67$ В), способен вытеснить водород из воды в ходе химической реакции, продуктами которой являются газообразный водород и гидроксид алюминия:



В то же время благодаря высокой активности он быстро покрывается оксидной пленкой. В связи с этим для протекания химической реакции (1) необходимо учесть еще одну стадию – химическое растворение оксида алюминия с внешней поверхности образца. Наиболее простые способы – это кислотное и щелочное растворение. Химическая реакция (2) на примере взаимодействия с гидроксидом натрия выглядит следующим образом [19]:



В качестве объектов исследования использовали отходы алюминия в виде металлической стружки. Исследованные в работе образцы алюминиевых отходов металлургии представляют собой стружку длиной не более 1 см и толщиной не более 2 мм. Массовое содержание Al в образцах, а также кинетику реакции (1) изучали волюмометрическим методом, с помощью установки, представленной на рис. 1 [20]. Продукты реакции определяли по результатам дифференциально термического анализа (ДТА) полученного осадка в ходе химической реакции. Содержание чистого алюминия в образцах по данным волюмометрического анализа составляет 60...71 % (мас.), оставшееся приходится на оксид алюминия и примеси.

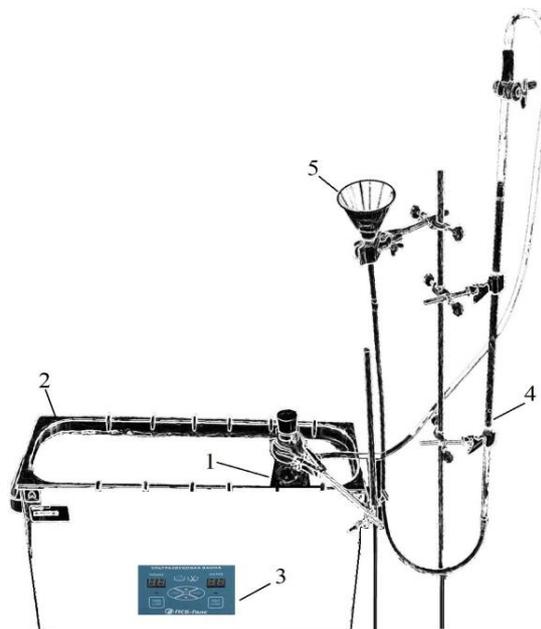


Рис. 1. Схема волюмометрической установки: 1 – круглодонная колба с анализируемым образцом; 2 – ультразвуковая ванна; 3 – монитор для контроля температуры; 4 – градуированная бюретка; 5 – воронка

Fig. 1. Scheme of the volumetric installation: 1 – round-bottom flask with the analyzed sample; 2 – ultrasonic bath; 3 – monitor for temperature control; 4 – graduated burette; 5 – funnel

Навеску алюминиевых отходов массой 30 ± 2 мг помещали в колбу – 1 с 5 % раствором щелочи объемом 100 см^3 , закрепленную с помощью штатива в ультразвуковой ванне «ПСБ-Галс 8035-05» – 2. Колба была присоединена к градуированной бюретке – 4, заполненной водным раствором натрия хлористого. Изменения температуры регистрировали с помощью монитора на ультразвуковой ванне – 3.

Данные эксперименты проводили в диапазоне температур 303–323 К. Вначале была рассчитана кинетика химической реакции, без акустического воздействия, затем, после введения в систему ультразвука с частотой 35 кГц, была рассчитана кинетика целого сонохимического процесса.

В ходе химической реакции через равные временные промежутки с помощью проградуированной бюретки – 4 фиксировался выделившийся объём водорода. После окончания реакции осадок отфильтровывали с помощью мембранных фильтров Filtrak 390, высушивали и анализировали с помощью ДТА. Перед

началом каждого опыта фиксировалась температура и давление в помещении.

Результаты и обсуждение

На рис. 2 представлены кинетические кривые при различных температурах.

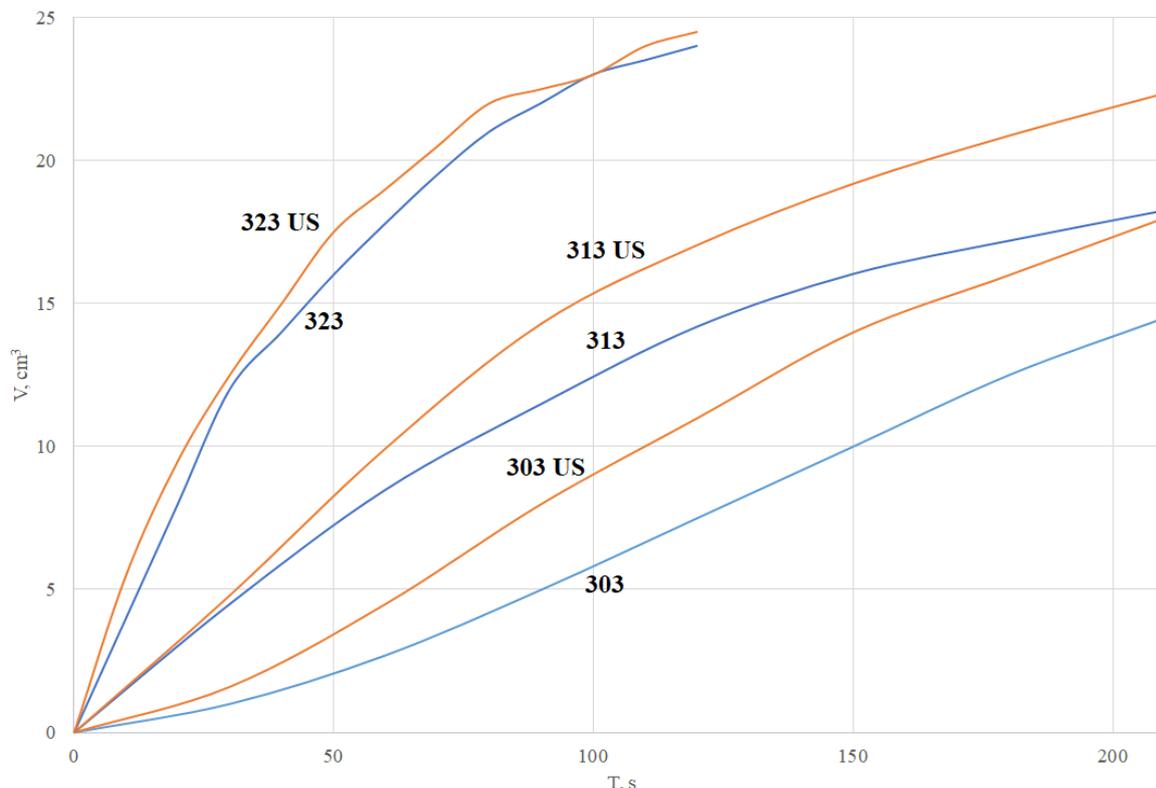


Рис. 2. Кинетические кривые

Fig. 2. Kinetic curves

Согласно полученным зависимостям щелочную переработку алюминиевых отходов можно представить в виде трёх стадий:

- 1) химическое растворение 5 % щелочным раствором оксидной пленки с активной поверхности образца – индукционный период основной химической реакции (1);
- 2) химическая реакция (1), протекающая до степени превращения алюминия 70 % – кинетическая кривая процесса близка к линейной форме;
- 3) завершение химического процесса – по мере уменьшения активной площади взаимодействия образца наблюдается плавное снижение скорости процесса.

Графическим способом был определен порядок химической реакции (2) – численные значения объемов выделенного водорода в различные временные промежутки подставлялись в уравнения нулевого, первого и второго порядков реакций, в ходе чего было выявлено, что данный химический процесс подчиняется уравнению нулевого порядка, так как зависимость принимала линейный вид с квадратичным отклонением, близким к 1, именно при использовании уравнения (3) [20]:

$$v = -\frac{dC_A}{dt} = K, \quad (3)$$

где v – скорость реакции; C_A – концентрация исходного реагента; t – время химической реакции; K – константа скорости химической реакции при заданной температуре.

По уравнению Вант-Гоффа (4) рассчитывали температурный коэффициент для данного диапазона температур:

$$K_{T_2} = K_{T_1} \gamma^{\frac{T_2 - T_1}{10}}, \quad (4)$$

где K_{T_2} , K_{T_1} – константы скоростей при соответствующих температурах; γ – температурный коэффициент химической реакции.

Преобразованное уравнение (4) позволяет рассчитать температурный коэффициент химической реакции (5):

$$\gamma = \left(\frac{K_2}{K_1} \right)^{\frac{10}{T_2 - T_1}}. \quad (5)$$

Температурный коэффициент в данном диапазоне температур составил 1,7.

Эффективная энергия активации процесса, рассчитанная по уравнению Аррениуса (6):

$$E_a = \frac{RT_2T_1}{T_2 - T_1} \ln \frac{k_2}{k_1}, \quad (6)$$

составила $43,3 \pm 1$ кДж/моль, сопоставимые значения энергии активации были получены ранее в работах [21–23] для нанопорошков алюминия.

Данное значение энергии активации, а также дробное значение температурного коэффициента, находящегося между границ значений диффузионной и кинетической области: $1,2 < 1,7 < 3-4$, показывают, что реакция протекает в переходной внешнедиффузионно-кинетической области. Согласно особенностям данной кинетической области, скорость химической реакции и скорость диффузии соизмеримы, соответственно и интенсифицирующие воздействия для диффузионной среды (акустическое перемешивание) и для кинетической (повышение температуры) будут практически в равной степени ускорять данный химический процесс [20].

Полученные кинетические характеристики в интервале температур 303...323 К приведены в таблице.

Таблица. Экспериментальные результаты

Table. Experimental results

Характеристика Characteristic	Без УЗ Without US	С УЗ With US	Изменения, % Changes, %
Константа скорости при 303 К, с ⁻¹ Rate constant at 303 K, s ⁻¹	0,059	0,085	44,1
Константа скорости при 313 К, с ⁻¹ Rate constant at 313 K, s ⁻¹	0,075	0,094	25,4
Константа скорости при 323 К, с ⁻¹ Rate constant at 323 K, s ⁻¹	0,171	0,172	0,5
Индукционный период, с Induction period, s	2...6	1...3	100

Воздействие на систему ультразвуком способствовало увеличению скорости химического процесса на 44,1 % при 303 К; на 25,4 % при 313 К; при 323 К увеличения скорости обнаружено не было, длительность индукционного периода снизилась в 2 раза с 2...6 до 1...3 с.

Увеличение скорости химического процесса при облучении реакционной смеси ультразвуком отчасти можно объяснить ультразвуковым перемешиванием реагентов, а также тем, что в ходе экспериментов увеличивалась температура – на 4 градуса при 303 К, а также на 2 при 313 К, при 323 К роста температуры не наблюдалось. Но поскольку было выявлено, что константа скорости при 303 К с ультразвуком (учитывая рост температуры в ходе процесса до 307 К) больше константы скорости при 313 К без ультразвука на 13,3 % ($0,085$ и $0,075$ с⁻¹), то очевидно, что данный сонохимический процесс может быть описан более сложным механизмом.

Предлагаемый механизм представляет собой последовательность следующих стадий:

1. После воздействия на систему ультразвуковым излучением начинают проявляться физические эффекты, ускоряющие химический процесс: пе-

ремешивание, турбулентность, массоперенос, ударные волны и другие. Частицы начинают быстрее двигаться, благодаря чему происходит постепенный нагрев реакционной смеси.

- Химический эффект до начала химической реакции: при ультразвуковом излучении диссоциация молекул воды усиливается – образуется большее количество частиц OH^- , увеличивается pH реакции, также возрастает скорость процесса [4].
- После добавления в раствор образца алюминиевой стружки начинается химическое растворение внешнего слоя образца (оксидной пленки).
- Одновременно с этапом 3, при наличии ультразвука, в системе жидкость – твердое тело начинается процесс локальной сонохимической кавитации на оксидной поверхности: сначала происходит зарождение пузырьков, их рост, а затем, после перенасыщения ультразвуковой энергией, их схлопывание. Известно, что [17] это приводит к высвобождению струй жидкости, в которых температура может достигать 5000 К, а давление – 1000 атм, ударяющей по поверхности образца, создавая эрозию и точечную коррозию. Точечная коррозия приводит к появлению новых реакционных участков, которые за доли секунды превращаются в микрореакторы, тем самым запуская реакцию алюминия с раствором щелочи раньше, чем без наличия ультразвука (уменьшается инкубационный период).
- За доли секунды оксидная пленка полностью разрушается, будучи химически растворенной раствором щелочи. Подобные результаты ранее были получены в работе [17] для оксидных покрытий с Zn, Ni и Cu.
- Затем, в процессе акустического перемешивания, образец постепенно растворяется в растворе щелочи, количество алюминия уменьшается, что приводит к снижению скорости выделения водорода. Термограмма отфильтрованных продуктов реакции представлена на рис. 3. Эндотермический эффект, наблюдаемый на термограмме в диапазоне температур 80–150, °С, связан с удалением физически связанной воды. Эндотермические эффекты, наблюдаемые при температурах 270–350, 470–520 и 660–720 °С сопровождаются значительной потерей массы и соответствуют пошаговой дегидратации гидроксида алюминия $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ (гиббсита, байерита) в фазу $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$.
- В диапазоне температур 450–650 °С не наблюдались экзотермический эффект и увеличение массы, характерные для окисления мелкодисперсного алюминия. Кроме того, суммарный объем водорода, выделяемый при химической реакции навески алюминиевой стружки массой 30 ± 2 мг в предлагаемых условиях, не менялся с более концентрированными растворами (40 %), а также при увеличении времени реакции (2 суток), что демонстрирует полное протекание реакции и оптимально подобранные условия в предлагаемой методике.

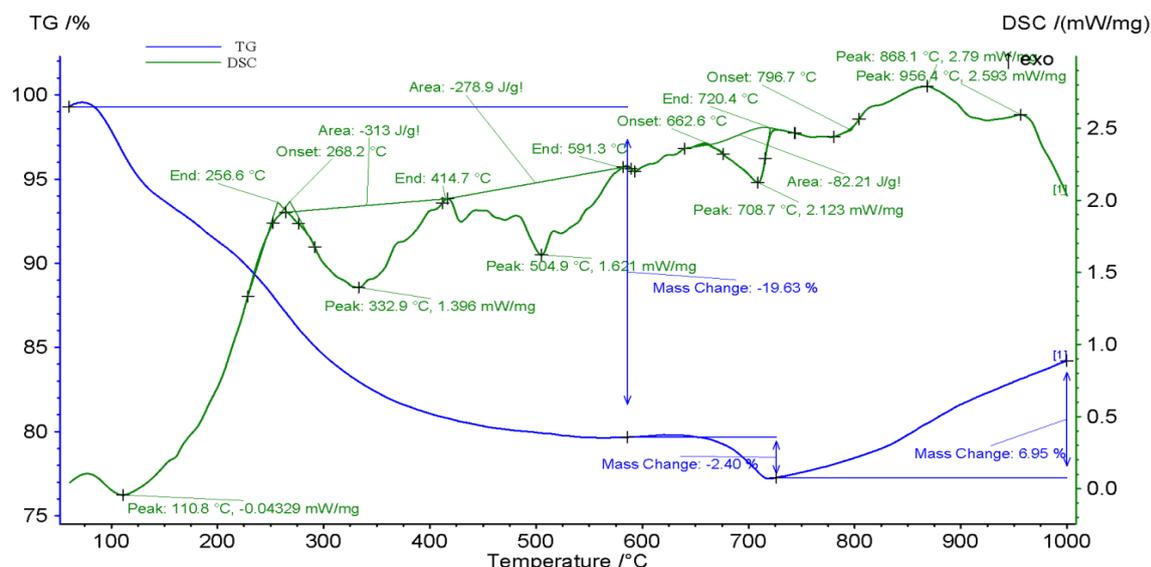


Рис. 3. Термограмма отфильтрованных продуктов реакции

Fig. 3. Thermogram of filtered reaction products

Заключение

В ходе данного исследования были изучены физико-химические особенности процесса, было установлено, что при небольшом нагреве (10–20 градусов относительно комнатной температуры) ультразвук способен увеличивать скорость химической переработки алюминиевых отходов на 25–44 %, при этом снижая индукционный период вдвое. Реакция протекает в течение нескольких минут. Предложен механизм, согласно которому интенсифицирующее воздействие ультразвука объясняется сонохимической кавитацией, перемешиванием реакционной среды, небольшим повышением pH и температуры. Кроме того, с полученными результатами хорошо согласуются расчетные

величины температурного коэффициента и энергии активации, согласно которым данная кинетическая область является переходной с соизмеримыми скоростями химической реакции и диффузии. Поэтому и интенсифицирующие воздействия для диффузионной и кинетической сред способны в значительной степени ускорять данный химический процесс.

На основании результатов была предложена методика для химической утилизации алюминиевых отходов, которая включает в себя химическую реакцию между водным 5 % раствором щелочи и алюминиевой стружкой в ультразвуковом поле, продуктами которой являются чистый водород и гидроксид алюминия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Митина Н.Н., Гнетов В.М. Утилизация промышленных отходов в России и в мире: проблемы и решения // «Neftegaz.RU». – 2020. – № 3. – С. 1–20.
2. Еромасов Р.Г., Никифорова Э.М., Спектор Ю.Е. Утилизация отходов алюминиевого производства в керамической промышленности // Журнал Сибирского федерального университета. – 2012. – № 4. – С. 442–453.
3. Водород – энергоноситель и реагент. Технологии его получения / Н.Л. Солодова, Е.И. Черкасова, И.И. Салахов, В.П. Тутубалина // Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19. – № 11. – С. 39–50.
4. Кардашев Г.А. Физические методы интенсификации процессов химической технологии. – М.: Изд-во «Химия», 1990. – 208 с.
5. A comprehensive numerical analysis of heat and mass transfer phenomenons during cavitation sono-process / A. Dehane, S. Merouani, O. Hamdaoui, A. Alghyamah // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 73. – 105498.
6. Assessment of the olive oil extraction plant layout implementing a high-power ultrasound machine / A. Tamborrino, A. Taticchi, R. Romaniello, S. Perone, S. Esposito, A. Leone, M. Servili // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 73. – 105505.
7. Electron paramagnetic resonance of sonicated powder suspensions in organic solvents / H. Laajimi, M. Mattia, R.S. Stein, C.L. Bianchi, D.C. Boffito // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 73. – 105544.
8. Jonnalagadda U.S., Su X., Kwan J.J. Nanostructured TiO₂ cavitation agents for dual-modal sonophotocatalysis with pulsed ultrasound // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 73. – 105530.
9. Recent advances in the application of ultrasound in dairy products: effect on functional, physical, chemical, microbiological and sensory properties / L.M. Carrillo-Lopez, I.A. Garcia-Galicia, J.M. Tirado-Gallegos, R. Sanchez-Vega, M. Huerta-Jimenez, M. Ashokkumar, A.D. Alarcon-Rojo // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 73. – 105467.
10. Self-cleaning of SiO₂-TiO₂ coating: effect of sonochemical synthetic parameters on the morphological, mechanical, and photocatalytic properties of the films / A. Rosales, L. Ortiz-Frade, I.E. Medina-Ramirez, L.A. Godínez, K. Esquivel // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 73. – 105483.
11. Ruíz-Baltazar A.J. Sonochemical activation-assisted biosynthesis of Au/Fe₃O₄ nanoparticles and sonocatalytic degradation of methyl orange // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 73. – 105530.
12. Synergistic inactivation of bacteria based on a combination of low frequency, low intensity ultrasound and a food grade antioxidant / C.N. Huua, R. Raia, X. Yanga, R. Tikekarb, N. Nitina // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 74. – 105567.
13. Sonochemical effect and pore structure tuning of silica xerogel by ultrasonic irradiation of semi-solid hydrogel / Y. Maeda, Y. Hayashi, J. Fukushima, H. Takizawa // Ultrasonics Sonochemistry. – 2021. – V. 73. – 105476.
14. Pradhan S.R., Colmenares-Quintero R.F., Quintero J.C. Designing microflow reactors for photocatalysis using sonochemistry: a systematic review article // Molecules. – 2019. – V. 24. – 3315.
15. A review on recent advances in hydrogen energy, fuel cell, biofuel and fuel refining via ultrasound process intensification / U.K. Zore,

- S.G. Yedire, N. Pandi, S. Manickam, S.H. Sonawane // *Ultrasonics Sonochemistry*. – 2021. – V. 73. – 105536.
16. Kerboua K., Hamdaoui O., Alghyamah A. Energy balance of high-energy stable acoustic cavitation within dual-frequency sonochemical reactor // *Ultrasonics Sonochemistry*. – 2021. – V. 73. – 105471.
17. Suslick K.S. *Sonochemistry // Science*. – 1990. – V. 247. – P. 1439–1445.
18. Margulis M.A. Sonochemistry as a new promising area of high energy chemistry // *High Energy Chemistry*. – 2004. – V. 38. – P. 135–142.
19. Годымчук А.Ю., Ильин А.П., Астанкова А.П. Окисление нанопорошка алюминия в жидкой воде при нагревании // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2007. – Т. 310. – № 1. – С. 102–104.
20. Макрокинетика взаимодействия электровзрывных нанопорошков алюминия с водой и водными растворами / А.В. Коршунов, Е.Б. Голушкова, Д.О. Перевезенцева, А.П. Ильин // *Известия Томского политехнического университета*. – 2008. – Т. 312. – № 3. – С. 5–10.
21. Колпакова Н.А., Романенко С.В., Колпаков В.А. Сборник задач по химической кинетике. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 280 с.
22. Состав и структура защитной оксидно-гидроксидной оболочки на частицах нанопорошка алюминия / Н.И. Радишевская, А.Ю. Чапская, О.В. Львов, В.И. Верещагин, А.В. Коршунов // *Известия Томского политехнического университета*. – 2011. – Т. 318. – № 3. – С. 19–23.
23. О кинетике саморазогрева в реакции нанопорошка алюминия с водой / А.П. Астанкова, А.Ю. Годымчук, А.А. Громов, А.П. Ильин // *Журнал Физической химии*. – 2008. – Т. 82. – № 11. – С. 2126–2134.

Поступила 02.02.2022 г.

Информация об авторах

Новиков А.С., аспирант отделения естественных наук Школы базовой инженерной подготовки Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Мостовщиков А.В., доктор технических наук, профессор отделения естественных наук Школы базовой инженерной подготовки Национального исследовательского Томского политехнического университета; профессор кафедры физической электроники Факультета электронной техники Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники.

UDC 544.576:546.62:544.038:54-145.16

INFLUENCE OF ULTRASONIC RADIATION ON THE KINETICS OF THE ALKALINE PROCESSING OF ALUMINUM WASTE

Alexander S. Novikov¹,
asn36@tpu.ru

Andrey V. Mostovshchikov^{1,2},
avmost@tpu.ru

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

² Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics,
40, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to develop new methods for the disposal of metal waste. This direction, with the participation of various intensifying effects, refers to resource-saving, minimizing the volume of capital costs for raw materials, production and subsequent sale.

The aim of the research is to study the physicochemical laws of alkaline processing of aluminum waste in the ultrasound field, to propose a mechanism for this process, and, on the basis of the established patterns and the proposed mechanism, to develop a methodology for the alkaline processing of aluminum waste.

Objects: samples of aluminum waste in the form of plates and shavings.

Methods: volumetric measurement, differential thermal analysis, assessment and analysis of kinetic curves of the process at different temperatures.

Results. The mass content of aluminum in the samples was found. The analysis of the kinetic curves is carried out, the rate constants of the process at different temperatures are calculated, and the order of the chemical reaction is found. Based on the calculated activation energy of the process, a characteristic of the kinetic region of the process was given. According to the data obtained, the ultrasound impact on the system contributed to the increase in the rate of the chemical process by 44,1 % at 303 K; by 25,4 % at 313 K. The process itself began within 1...3 seconds and ended within a few minutes, which confirms the possibility of recycling aluminum waste using alkaline solutions at low temperatures. The resulting hydrogen can be used in hydrogen power engineering, since it is the only gaseous reaction product, which eliminates the need to purify it before transportation. Filtered aluminum hydroxide can be used in the silicate industry to produce porous corundum ceramics.

Key words:

Sonochemistry, waste disposal, hydrogen production, aluminum hydroxide production, volumetric analysis, kinetic studies.

REFERENCES

- Mitina N.N., Gnetov V.M. Utilizatsiya promyshlennykh otkhodov v Rossii i v mire: problemy i resheniya [Utilization of industrial waste in Russia and in the world: problems and solutions]. *Neftegaz.RU*, 2020, no. 2, pp. 1–20.
- Eromasov R.G., Nikiforova E.M., Spektor Yu.E. Utilization of waste aluminum production in the ceramic industry. *Journal of the Siberian Federal University*, 2012, no. 4, pp. 442–453. In Rus.
- Solodova N.L., Cherkasova E.I., Salakhov I.I., Tutubalina V.P. Hydrogen is an energy carrier and a reagent. technology of its production. *Energy problems*, 2017, vol. 19, no. 11, pp. 39–50. In Rus.
- Kardashev G.A. *Fizicheskie metody intensivifikatsii protsessov khimicheskoy tekhnologii* [Physical methods of intensification of chemical technology processes]. Moscow, Khimiya Publ., 1990. 208 p.
- Dehane A., Merouani S., Hamdaoui O., Alghyamah A. A comprehensive numerical analysis of heat and mass transfer phenomenons during cavitation sono-process. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105498.
- Tamborrino A., Taticchi A., Romaniello R., Perone C., Esposto S., Leone A., Servili M. Assessment of the olive oil extraction plant layout implementing a high-power ultrasound machine. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105505.
- Laajimi H., Mattia M., Stein R.S., Bianchi C.L., Boffito D.C. Electron paramagnetic resonance of sonicated powder suspensions in organic solvents. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105544.
- Jonnalagadda U.S., Su X., Kwan J.J. Nanostructured TiO₂ cavitation agents for dual-modal sonophotocatalysis with pulsed ultrasound. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105530.
- Carrillo-Lopez L.M., Garcia-Galicia I.A., Tirado-Gallegos J.M., Sanchez-Vega R., Huerta-Jimenez M., Ashokkumar M., Alarcon-Rojo A.D. Recent advances in the application of ultrasound in dairy products: Effect on functional, physical, chemical, microbiological and sensory properties. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105467.
- Rosales A., Ortiz-Frade L., Medina-Ramirez I.E., Godínez L.A., Esquivel K. Self-cleaning of SiO₂-TiO₂ coating: effect of sonochemical synthetic parameters on the morphological, mechanical, and photocatalytic properties of the films. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105483.
- Ruiz-Baltazar A.J. Sonochemical activation-assisted biosynthesis of Au/Fe₃O₄ nanoparticles and sonocatalytic degradation of methyl orange. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105530.
- Huua C.N., Raia R., Yanga X., Tikekarb R., Nitina N. Synergistic inactivation of bacteria based on a combination of low frequency, lowintensity ultrasound and a food grade antioxidant. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 74, 105567.
- Maeda Y., Hayashi Y., Fukushima J., Takizawa H. Sonochemical effect and pore structure tuning of silica xerogel by ultrasonic irradiation of semi-solid hydrogel. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105476.
- Pradhan S.R., Colmenares-Quintero R.F., Quintero J.C. Designing microflow reactors for photocatalysis using sonochemistry: a systematic review article. *Molecules*, 2019, vol. 24, 3315.
- Zore U.K., Yedire S.G., Pandi N., Manickam S., Sonawane S.H. A review on recent advances in hydrogen energy, fuel cell, biofuel and fuel refining via ultrasound process intensification. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105536.

16. Kerboua K., Hamdaoui O., Alghyamah A. Energy balance of high-energy stable acoustic cavitation within dual-frequency sonochemical reactor. *Ultrasonics Sonochemistry*, 2021, vol. 73, 105471.
17. Suslick K.S. Sonochemistry. *Science*, 1990, vol. 247, pp. 1439–1445.
18. Margulis M.A. Sonochemistry as a new promising area of high energy chemistry. *High Energy Chemistry*, 2004, vol. 38, pp. 135–142.
19. Godymchuk A.Yu., Ilin A.P., Astankova A.P. Oxidation of aluminum nanopowder in liquid water during heating. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2007, vol. 310, no. 1, pp. 102–104. In Rus.
20. Korshunov A.V., Golushkova E.B., Perevezentseva D.O., Ilin A.P. Macrokinetics of interaction of electroexplosive aluminum nanopowders with water and aqueous solutions. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2008, vol. 312, no. 3, pp. 5–10. In Rus.
21. Kolpakova N.A., Romanenko S.V., Kolpakov V.A. *Sbornik zadach po khimicheskoy kinetike* [Collection of problems in chemical kinetics]. Tomsk, TPU Publ. house, 2009. 280 p.
22. Radishevskaya N.I., Chapskaya A.Yu., Lvov O.V., Vereshchagin V.I., Korshunov A.V. Composition and structure of a protective oxide-hydroxide shell on particles of aluminum nanopowder. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011, vol. 318, no. 3, pp. 19–23.
23. Astankova A.P., Godymchuk A.Yu., Gromov A.A., Ilin A.P. O kinetike samorazogreva v reaktsii nanoporoshka alyuminiya s vodoy [On the kinetics of self-heating in the reaction of aluminum nanopowder with water]. *Zhurnal Fizicheskoy khimii*, 2008, vol. 82, no. 11, pp. 2126–2134.

Received: 2 February 2022.

Information about the authors

Alexander S. Novikov, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Andrey V. Mostovshchikov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University; professor, Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics.

УДК 550.42/502.175

ТЕХНОГЕННЫЕ МИКРОСФЕРЫ В ПОВЕРХНОСТНОМ ОСАДКЕ УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Илгашева Екатерина Олеговна,
katerina.ilgasheva@gmail.com

Институт промышленной экологии УрО РАН,
Россия, 620108, г. Екатеринбург, ул. Софьи Ковалевской, 20.

Актуальность исследования заключается в необходимости изучения техногенной составляющей твердого поверхностного осадка в современном городе. Техногенные частицы, в том числе магнитные и силикатные микросферы, могут являться источником тяжелых металлов, накапливаться в отложениях и оказывать влияние на геохимический фон среды.

Цель: отбор и изучение микросфер различного генезиса в твердых поверхностных отложениях урбанизированной среды.

Объект: микросферы, отобранные в рыхлом пылегазовом осадке 11 городов России: Уфа, Пермь, Тюмень, Челябинск, Нижний Тагил, Магнитогорск, Нижний Новгород, Ростов-на-Дону, Мурманск, Екатеринбург, Первоуральск. В ходе исследования изучен химический состав и морфология поверхности микросфер различного элементного состава и генезиса.

Материалы и методы. Изучаемые микросферы были отобраны из проб поверхностного осадка, разделенных на гранулометрические фракции. Изучены фракции 100–250 и 250–1000 мкм и неподготовленные заранее пробы с воздушных фильтров автомобилей. Микросферы были отобраны с помощью методов визуальной диагностики. Магнитные микросферы были выделены с помощью постоянного магнита. Все отобранные микросферы были изучены с помощью сканирующей электронной микроскопии.

Результаты. В ходе исследования отобранные микросферы были разделены на 4 класса по химическому составу: железистые, силикатно-железистые, кислые золь-уноса и основные золь-уноса. Уточнение химического состава позволило сделать предположение о возможном генезисе микросфер. Кроме петрогенных элементов, составляющих основу частиц, в составе микросфер присутствуют тяжелые металлы (Cr, V, Mn, Co, Ni, Cu, Zn, Pb). Рассмотрена корреляция отношения Fe/O и изменения морфологии поверхности частиц для железосодержащих микросфер. Золь-уноса дополнительно классифицированы по преобладанию того или иного оксида в составе.

Выводы. Полученные данные свидетельствуют о том, что микросферы являются частью техногенной составляющей осадка в урбанизированной среде. Несмотря на их невысокие содержания в отложениях, они могут являться источником токсичных элементов и влиять на изменение геохимического фона урбанизированных территорий.

Ключевые слова:

Микросферы, зола-уноса, поверхностные отложения, современный седиментогенез, геохимический фон.

Введение

Твердый поверхностный осадок формируется в локальных пониженных участках жилых районов за счет выноса, переноса и накопления материала из окружающего ландшафта. Такой осадок содержит атмосферную пыль, частицы почвы, фрагменты растений, строительные и другие материалы. Твердый поверхностный осадок способствует накоплению тяжелых металлов и токсичных соединений на территории жилого района; минеральный и элементный состав осадка отражает текущие геохимические условия ландшафта [1].

Одним из компонентов поверхностного осадка являются техногенные образования – частицы, образованные в результате производственной деятельности человека. Их изменение под действием различных физических и химических агентов в поверхностных условиях ведет к созданию новых минеральных фаз, трансформации механизмов миграции химических элементов и геохимического фона [2–4]. По наличию и преобладанию тех или иных частиц в поверхностном осадке, особенно в магнитной фракции, можно сделать выводы о типе промышленности, характерном для исследуемого региона, и степени его влияния на экологическую и геохимическую обстановку.

Одним из распространенных видов техногенных частиц в поверхностном осадке являются микросферы.

По данным исследователей [5–7] микросферы являются космическими [8, 9], техногенными и природными (земными) образованиями. Магнитные микросферы были обнаружены в осадочных породах, льдах, глубоководных океанических осадках, песках. Металлические частицы и микросферы часто встречаются в метеоритных кратерах и рядом с ними [10, 11], в современных осадках озер [12], при изучении гидротермальных комплексов [13]. Из всех сферических частиц, которые имеют заведомо известный источник происхождения, наиболее подробно изучены вулканические сферулы [14]. Микросферы техногенного происхождения отличаются широким многообразием состава и морфологических форм. Они появляются в процессах металлообработки и пылевых выбросах металлургической промышленности, золах тепловых станций (ТЭС), работающих на твердых видах топлива, при проведении сварочных работ и других техногенных процессах с использованием высоких температур [6, 15, 16]. Кроме генезиса был подробно изучен элементный состав микросфер и их вклад в изменение геохимического фона [17–19]. Благодаря развитию сканирующей микроскопии и электронного зондового анализа стало возможным получение данных об их химическом составе и морфологии. Все изученные ранее [20] микросферы, обнаруженные в городском поверхностном осадке, делятся на два типа:

магнитные микросферы (магнетитовые сферулы) и силикатные микросферы (ценосферы или зола-уноса).

Силикатные микросферы золы-уноса угольных ТЭС – это тонкодисперсные частицы аморфного (стекловидного) вещества, образующиеся в результате высокотемпературного пылевидного сжигания твердого органического топлива [21]. Микросферы представляют собой разноокрашенные или черные шарообразные стекловидные образования. Могут быть полыми. Образуются силикатные микросферы при плавлении кварца и силикатов, входящих в состав вмещающих пород угольных пластов.

Установление источников микросфер различного состава и генезиса, а также подсчет и оценка количества частиц разного типа в поверхностных отложениях являются важными экологическими задачами. Цель настоящего исследования состоит в характеристике микросфер различного генезиса, отобранных из проб поверхностного осадка городской среды. Задачами являются отбор микросфер из проб поверхностного осадка, основанный на методах визуальной диагностики; определение элементного состава микросфер различного генезиса; изучение особенностей морфологии частиц, влияние агентов окружающей среды на морфологию частиц; классификация микросфер различного состава и генезиса по типам и подтипам.

Материалы и методы

Для изучения микросфер были использованы пробы поверхностного пылегрязевого осадка, отобранные в десяти городах России в рамках различных исследовательских проектов, выполнявшихся в ИПЭ УрО РАН: Уфа, Пермь, Тюмень, Челябинск, Нижний Тагил, Магнитогорск, Нижний Новгород, Ростов-на-Дону, Мурманск, Екатеринбург [1, 22–24]. Кроме этого, были изучены пробы сухого вещества воздушных фильтров автомобилей из Магнитогорска, Екатеринбурга и Первоуральска. Пробы поверхностного осадка были отобраны в районах разных периодов застройки, отличающихся преобладающим типом промышленности. Отбор проб был проведен по нерегулярной сети не менее чем на 40 участках в каждом городе. Пробоотбор проводился с дворовой территории с многоэтажной застройкой. Всего было отобрано от 3 до 5 проб в каждой локации, масса отобранного образца составляет 1–1,5 кг. Процедура отбора проб подробно описана в ранее опубликованных статьях [1, 23]. В процессе пробоотбора была заполнена анкета, в которой указана информация об условиях образования отложений, их мощности, качестве уборки прилегающей территории, проведении строительных работ, годах застройки. Воздушные фильтры отбирались с учетом эксплуатации автомобилей только в указанном городе и строго в течение одного календарного года. Выбранные города расположены в различных климатических, геологических и промышленных зонах, характеризуются высокой степенью урбанизации, наличием промышленности разных отраслей, высокой автомобильной нагрузкой.

Материал проб анализировался с помощью визуальной диагностики, которая заключается в изучении

фракций 100–250 и 250–1000 мкм под микроскопом по принципу минерального шлихового анализа. Существует несколько видов такого анализа: качественный – определяется только качественный состав пробы, без подсчета процентного содержания минералов; сокращенный – определяются один–два минерала; количественный – определяется примерное процентное содержание минералов в различных фракциях. Для отбора и изучения микросфер использовался сокращенный количественный анализ.

После отбора все силикатные и магнитные микросферы фотографировались. Для визуального анализа и изучения техногенных частиц и получения фотографий использовался металлографический микроскоп ХЖР-Н100. Микроскопы ХЖР-Н100 серии были разработаны для четкого наблюдения за прозрачными, полупрозрачными и непрозрачными предметами. В работе использовались объективы с увеличением в 4 и 10 раз (4× и 10×). Все отобранные микросферы изучались с помощью сканирующего электронного микроскопа JEOL JSM-6390/6390LV (Япония), оборудованного приставкой для энергетической дисперсионной спектроскопии (ЭДС) INCA Energy 350 X-Max 50 с полупроводниковым детектором. Исследования были проведены в ЦКП «Геоаналитик» на базе Института геологии и геохимии им. Заварицкого. Такой способ изучения микросфер позволяет получить изображение исследуемой частицы с учетом особенностей морфологии и химический состав частицы в точке поверхности, не прибегая к сложной пробоподготовке и не разрушая образец. Отобранные микросферы прикреплялись на проводящий двусторонний углеродный скотч, напылялись тонким слоем углерода и помещались в микроскоп. Для каждой микросферы фиксируется минимум одно изображение. В случаях, когда структура поверхности, внешнее загрязнение, вторичные минеральные фазы на поверхности микросфер вызывали интерес, каждый фрагмент микросферы фиксировался. Однородность химического состава поверхности частиц определялась визуально по цвету изображения (оттенки серого). Микросферы имеют выпуклую поверхность, поэтому для них было получено не менее двух ЭДС-спектров с поверхности (в центре частицы и на ее периферии). В случае, если химический состав заметно различался, в каждой точке снимали еще минимум один ЭДС-спектр. Таким же образом изучались внешние загрязнения на поверхности микросфер (пленки органического вещества, вторичные минеральные фазы) – по одному ЭДС-спектру для каждого включения и загрязнения. После получения данных о морфологии и химическом составе микросфер делался вывод о принадлежности их к определенному классу и возможном генезисе.

Результаты

В ходе исследования из проб поверхностного осадка было отобрано 54 микросферы. По химическому составу все изученные микросферы можно разделить на 4 класса: железистые (магнетитовые), силикатно-железистые (измененные магнетитовые),

кислые и основные золы-уноса. На рис. 1 представлено распределение всех полученных ЭДС-спектров в системе Si-Ca-Fe.

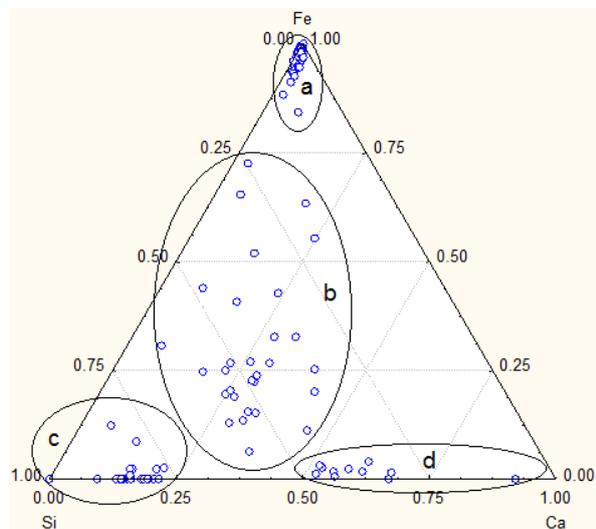


Рис. 1. Распределение полученных ЭДС-спектров в системе Si-Ca-Fe (a – железистые; b – силикатно-железистые; c – кислые золы-уноса; d – основные золы-уноса)

Fig. 1. Distribution of the obtained EDS-spectra in the Si-Ca-Fe system (a – ferrous; b – silicate-ferruginous; c – acid fly ash; d – base fly ash)

Всего изучено 30 магнитных микросфер, отобранных из проб поверхностного осадка в девяти городах России. Получено 62 ЭДС-спектра с помощью СЭМ, из которых 54 спектра отображают состав частиц, а 8 – состав включений или загрязнений на поверхности частицы. Наибольшее количество микросфер отобрано в Екатеринбурге – 13 штук, Мурманске – 6 и Магнитогорске – 4. Меньше всего микросфер в Уфе – 2, Нижнем Новгороде, Нижнем Тагиле, Первоуральске, Челябинске и Тюмени – по 1 изученной микросфере. В Перми и Ростове-на-Дону магнитные микросферы в составе проб поверхностного пылегазового осадка не обнаружены.

Магнитные микросферы можно разделить на два типа, отличающихся друг от друга содержанием же-

леза и, как следствие, содержанием кислорода и других петрогенных элементов (рис. 1). Первый тип – железистые (магнетитовые), второй тип – силикатно-железистые (измененные магнетитовые). К первому типу были отнесены микросферы с содержанием железа более 71 вес. %. Содержание кислорода в сферах такого типа составляет от 10 до 28 вес. %. Отношение Fe/O в среднем для всех частиц составляет 3,58 (от 2,5 до 8,3). В отдельных частицах первого типа имеются примеси Cr, и некоторых петрогенных элементов (Si, Ca, Mg, Al, Na, K) (табл. 1). Присутствуют следы Na, Al, K, V, Mn, Co, Cu – не более 1 %.

Таблица 1. Доля химических элементов в составе железистых микросфер, вес. %

Table 1. Share of chemical elements in the composition of ferruginous microspheres, wt. %

Элемент Element	Количество ЭДС-спектров Quantity of EDS spectra	Среднее Mean	Медиана Median	Минимум Minimum	Максимум Maximum	Число определений в спектрах Quantity of determinations in spectra
O	30	22,10	22,97	5,85	28,34	30
Fe*	30	75,39	74,84	71,11	84,63	30
Si	30	0,77	0,60	0,00	2,35	29
Ca	30	0,19	0,04	0,00	1,24	15
Mg	30	0,07	0,00	0,00	1,02	4
Cr	30	0,32	0,00	0,00	8,95	2

*Fe=ΣFe²⁺Fe³⁺.

Железистые микросферы отличаются правильной шарообразной формой. Доля железа в таких частицах составляет до 83 вес. %. Минимальный размер изученных магнетитовых микросфер составляет 2 мкм, максимальный – до 500 мкм. Нижняя граница обусловлена техническими характеристиками сканирующего электронного микроскопа и отсутствием возможности провести пробоподготовку образца. Практически для всех магнетитовых микросфер характерно полигональное строение поверхности, образованное кристаллами магнетита и гематита (рис. 2). Микросферы диаметром от 2 до 100 мкм сложены комбинациями скелетных кристаллов (рис. 2).

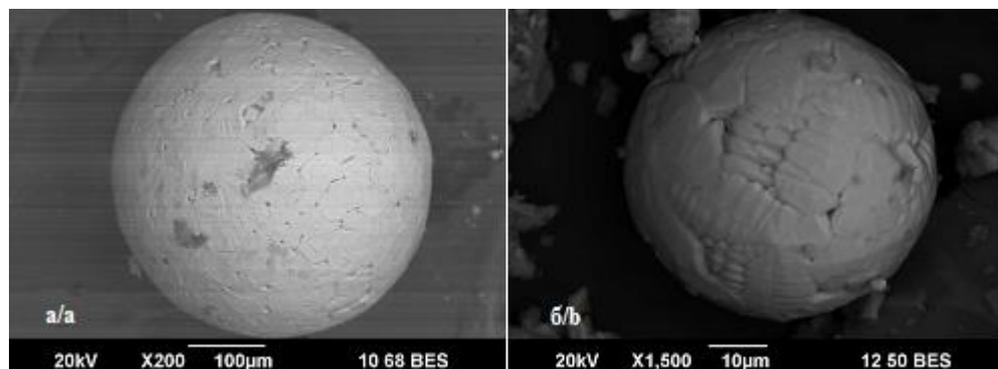


Рис. 2. Полигональное строение микросферы, Fe/O=14,1 (a). Скелетные кристаллы магнетита, Fe/O=3,4 (б). Снимок СЭМ

Fig. 2. Polygonal structure of the microsphere, Fe/O=14,1 (a). Skeletal crystals of magnetite, Fe/O=3,4 (b). SEM image

Таблица 2. Доля химических элементов в составе силикатно-железистых микросфер, вес. %

Table 2. Share of chemical elements in the composition of silicate-ferruginous microspheres, wt. %

Элемент Element	Количество ЭДС-спектров Quantity of EDS spectra	Среднее Mean	Медиана Median	Минимум Minimum	Максимум Maximum	Число определений в спектрах Quantity of determinations in spectra
Si	24	3,42	2,60	0,32	13,53	24
O	24	27,95	27,57	18,43	41,61	24
Fe*	24	59,22	65,20	29,85	70,90	24
Ca	24	1,91	0,88	0,09	16,59	24
Al	24	2,42	0,77	0,00	16,41	18
Mg	24	1,19	0,83	0,00	4,62	15
Mn	24	0,71	0,32	0,00	6,99	14
K	24	0,51	0,00	0,00	8,53	10
Na	24	0,26	0,00	0,00	1,38	7
Zn	24	0,91	0,00	0,00	7,65	6
Ti	24	0,57	0,00	0,00	8,93	6
Cr	24	0,13	0,00	0,00	1,17	6
Ni	24	0,10	0,00	0,00	0,92	3
V	24	0,02	0,00	0,00	0,26	2
Co	24	0,03	0,00	0,00	0,35	2
Pb	24	0,03	0,00	0,00	0,73	1
Cu	24	0,03	0,00	0,00	0,61	1

$$*Fe = \Sigma Fe^{2+} Fe^{3+}$$

Ко второму типу были отнесены микросферы, в которых содержание железа составляет менее

71 вес. %. Содержание кислорода в сферах такого типа составляет от 19 до 37 вес. %. Отношение Fe/O в среднем для всех частиц составляет 2,25 (от 3,1, до 1,1). Для частиц второго типа характерны примеси петрогенных элементов (Na, Mg, Al, K, Ca, Ti) и некоторых токсичных элементов (Mn, Cu, Zn, Pb, V) (табл. 2). Снижение суммы компонентов для микросфер второго типа (не менее 88 %) свидетельствует о вхождении в состав микросфер молекул воды. Это является следствием гидратации магнетитовых микросфер в окружающей среде.

Силикатно-железистые микросферы имеют округлую, иногда каплевидную форму. Доля железа в таких частицах составляет от 30 до 71 вес. %. Минимальный размер таких микросфер составляет 30 мкм, максимальный – до 500 мкм.

Поверхность измененных микросфер не обладает выраженной структурой, чаще всего неровная, с выпуклыми участками. Характерны развитые каверны (до 100 мкм в диаметре), заполненные вторичными минеральными образованиями, трещины и углубления (рис. 3). На поверхности одной микросферы наблюдались гексагональные скелетные кристаллы (рис. 3). Также были выделены микросферы с черепитчатой структурой поверхности и срастания двух микросфер (рис. 4). Степень деформации частиц увеличивается с уменьшением содержания Fe.

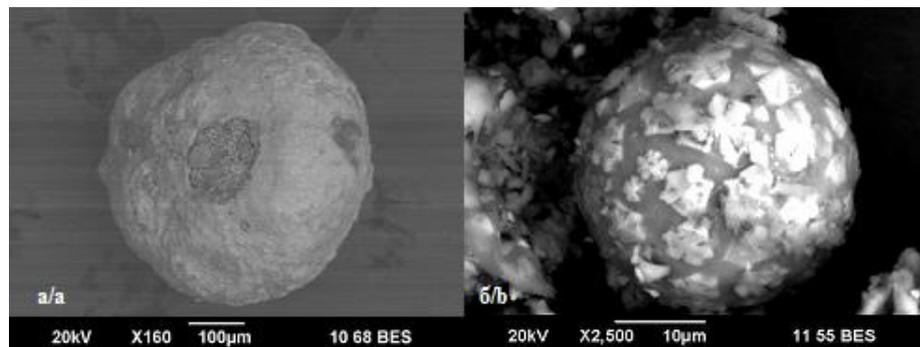


Рис. 3. Силикатно-железистые микросферы с разной степенью деформации. Каверна, заполненная вторичным материалом, Fe/O=3,3 (а). Скелетные кристаллы гидроксида железа на поверхности микросферы, Fe/O=1,4 (б). Снимок СЭМ

Fig. 3. Silicate-ferruginous microspheres of varying degrees of deformation. A cavity filled with secondary material, Fe/O=3,3 (a). Skeletal crystals of iron hydroxide on the surface of a microsphere, Fe/O=1,4 (b). SEM image

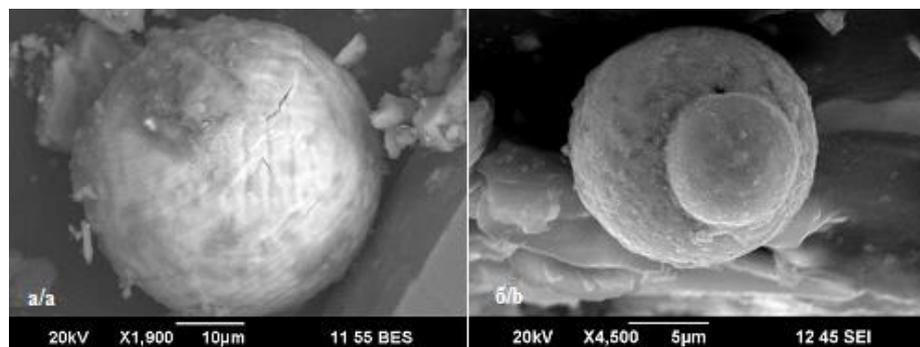


Рис. 4. Силикатно-железистые микросферы с разной степенью деформации. Черепитчатая структура роста, Fe/O=2,4 (а). Срастание микросфер, Fe/O=3,2 (б). Снимок СЭМ

Fig. 4. Silicate-ferruginous microspheres of varying degrees of deformation. Crumbling growth structure, Fe/O=2,4 (a). Accumulation of microspheres, Fe/O=3,2 (b). SEM image

Связь между содержанием железа и кислорода и морфологией поверхности магнитных микросфер представлена в табл. 3. Можно полагать, что в конечном счете микросферы разрушаются с образованием угловатых объектов микронного размера. Такие частицы не определяются при визуальном анализе материала осадка из-за их небольшого размера. Время существования частиц в среде до полной химической и морфологической трансформации на данном этапе исследования оценить сложно. Однако это время может определенным образом характеризовать саму среду.

Таблица 3. Отношение Fe/O в изученных магнитных микросферах

Table 3. Fe/O ratio in the studied magnetic microspheres

ID частицы ID of particle	Структура поверхности Surface structure	Количество спектров Quantity of spectra	Максимум по полю Fe/O Maximum spectra of Fe/O	Среднее по полю Fe/O Mean spectra of Fe/O
422	полигональная/polygonal	2	14,1	10,0
237	полигональная/polygonal	1	4,5	4,5
421	полигональная/polygonal	2	4,1	3,7
437	полигональная/polygonal	1	3,7	3,7
383	корродированная/corroded	3	3,5	3,4
583	полигональная/polygonal	5	3,4	3,4
571	полигональная/polygonal	1	3,4	3,4
581	скелетные кристаллы skeletal crystals	4	3,4	3,2
573	полигональная/polygonal	1	3,4	3,4
575	полигональная/polygonal	1	3,4	3,4
555	отсутствует/none	7	3,7	3,1
576	не определена/not defined	5	3,3	3,1
426	корродированная/corroded	2	3,3	3,1
584	отсутствует/none	3	3,2	3,0
443	скелетные кристаллы skeletal crystals	1	3,2	3,2
519	черепитчатая/imbricate	2	3,1	2,9
574	корродированная/corroded	1	3,1	3,1
448	корродированная/corroded	2	3,0	2,8
515	полигональная деформированная polygonal deformed	1	2,9	2,9
513	черепитчатая/imbricate	1	2,8	2,8
586	не определена/not defined	1	2,7	2,7
516	корродированная/corroded	1	2,5	2,5
512	корродированная/corroded	1	2,5	2,5
72	черепитчатая/imbricate	3	2,4	2,3
514	корродированная/corroded	1	2,3	2,3
517	корродированная/corroded	1	2,2	2,2
73	черепитчатая/imbricate	1	2,2	2,2
572	отсутствует/none	2	1,9	1,4
64	отсутствует/none	3	1,4	1,1
79	отсутствует/none	2	1,1	1,1

Изучено 24 силикатных микросферы, отобранных в шести городах России. Получен 91 спектр ЭДС с помощью СЭМ, из которых 61 спектр отображает состав частиц, а 30 – состав включений или загрязнений на поверхности частицы. Наибольшее количество микросфер отобрано в Екатеринбурге – 14 штук, Мурманске – 3 и Нижнем Новгороде – 3. Меньше

всего микросфер в Магнитогорске – 2, Нижнем Тагиле и Ростове-на-Дону – по 1 изученной микросфере. В Первоуральске, Челябинске, Тюмени, Уфе, Перми силикатные микросферы в составе поверхностного осадка не обнаружены.

Главными компонентами химического состава всех силикатных микросфер являются кислород, кремний, кальций. Возможны примеси других петрогенных элементов (Mg, Al, Na, K, Ti, Fe) или тяжелых металлов (Cr, Mn, Ni, Cu, Zn). Элементы V, Co и Pb в составе силикатных микросфер не обнаружены (табл. 4).

Таблица 4. Доля химических элементов в составе силикатных микросфер, вес. %

Table 4. Share of chemical elements in the composition of silicate microspheres, wt. %

Элемент Element	Количество ЭДС-спектров Quantity of EDS spectra	Среднее Mean	Медиана Median	Минимум Minimum	Максимум Maximum	Число определений в спектрах Quantity of determinations in spectra
O		39,59	42,08	16,41	50,64	61
Si		24,97	21,14	0,61	45,81	61
Ca		13,16	10,83	0,00	57,51	60
Mg		4,69	3,11	0,00	11,32	57
Al		3,85	3,84	0,00	9,32	55
Fe*		5,72	2,27	0,00	32,39	44
Na	61	2,81	1,03	0,00	9,61	39
K		0,82	0,30	0,00	10,33	35
Ti		0,96	0,00	0,00	17,06	29
Mn		0,22	0,00	0,00	2,60	13
Cr		0,10	0,00	0,00	1,81	10
Cu		1,26	0,00	0,00	47,86	3
Zn		0,11	0,00	0,00	4,87	2
Ni		0,44	0,00	0,00	27,14	1

*Fe = $\Sigma Fe^{2+} Fe^{3+}$.

По основности силикатные микросферы можно разделить на два типа: кислые (содержание Са менее 10 %) и основные (содержание Са более 10 %). По преобладанию тех или иных оксидов в составе силикатные микросферы можно разделить на три основных подтипа: магниезально-железистые, натриевые и высокоосновные шлаки с примесями марганца и калия. Также найдена микросфера с высоким (до 8,5 вес. %) содержанием титана и две частицы с повышенным (до 3,8 вес. %) содержанием калия. Распределение частиц по химическому составу представлено в табл. 5.

Таблица 5. Распределение силикатных микросфер по химическому составу

Table 5. Distribution of silicate microspheres by chemical composition

Подтип микросфер по химическому составу Microsphere subtype by chemical composition	Количество микросфер Quantity of microspheres
натриевые/sodium	8
магниезально-железистые/magnesian-ferruginous	7
высокоосновные с примесями марганца и калия/calcium with manganese and potassium	6
с повышенным содержанием калия/much potassium	2
с повышенным содержанием титана/much titanium	1

Первый подтип силикатных микросфер – кислые микросферы с повышенным содержанием натрия – характерны для Екатеринбурга, Магнитогорска, Ростова-на-Дону и Нижнего Новгорода. По химическому составу эти микросферы являются однородными и не отличаются в зависимости от города.

Второй подтип – магнезиально-железистые силикатные микросферы – характерен для Екатеринбурга и Нижнего Тагила. Максимальное значение железа в составе таких микросфер составляет 23,5 %, магния – 11,3 %. Для Мурманска характерны микросферы с повышенным содержанием титана и калия. Содержание железа в таких микросферах составляет до 32,4 %.

Третий подтип силикатных микросфер представлен высокоосновными микросферами (содержание Са более 15 %) с примесями Mn и K и вариациями Fe. Такие микросферы характерны для проб, отобранных в Екатеринбурге, Магнитогорске и Нижнем Новгороде.

Микросферы, отобранные в Нижнем Новгороде, характеризуются высокими содержаниями железа (до 2,8 %) и марганца (2,6 %). Микросферы, отобранные в Екатеринбурге, наоборот, – повышенным содержанием калия (1,6 %). Микросферы, отобранные в Магнитогорске, характеризуются промежуточными содержаниями этих элементов.

Силикатные микросферы имеют как правильную шарообразную форму (рис. 5), так и уплощенную или вытянутую каплевидную (рис. 5). Размер микросфер колеблется от 300 до 1100 мкм. Для всех силикатных микросфер характерна гладкая поверхность, отражающая аморфное состояние вещества (рис. 6). Со временем на поверхности частиц образуются каверны размером от 10 до 200 мкм, которые могут быть заполнены смесью минералов (рис. 6). Также на поверхности некоторых микросфер присутствуют пленки органики или сажи (рис. 7).

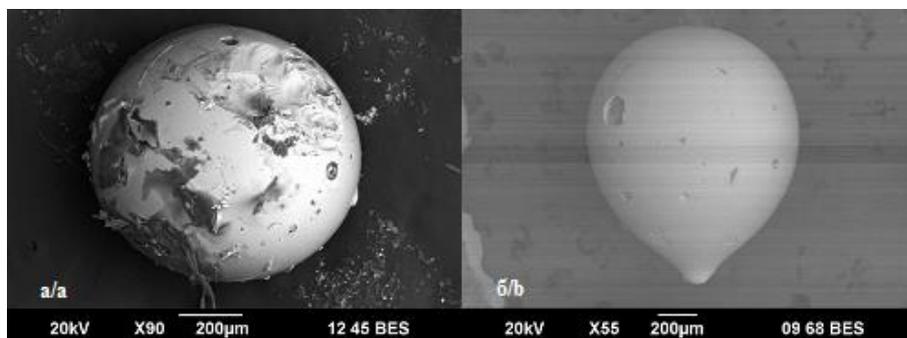


Рис. 5. а) сферическая форма силикатной микросферы (Fe+Mg); б) каплевидная форма микросферы (Mn+K). Снимок СЭМ

Fig. 5. a) spherical shape of a silicate microsphere (Fe+Mg); b) droplet microsphere (Mn+K). SEM image

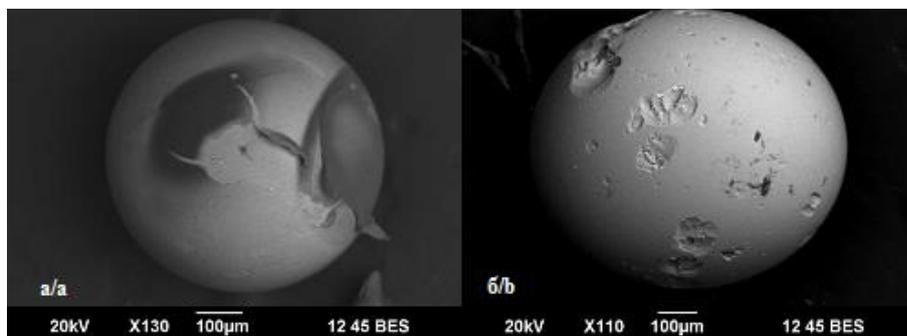


Рис. 6. а) гладкая поверхность силикатной микросферы (Fe+Mg); б) корродированная поверхность микросферы (Na). Снимок СЭМ

Fig. 6. a) smooth surface of a silicate microsphere (Fe+Mg); b) corroded microsphere surface (Na). SEM image

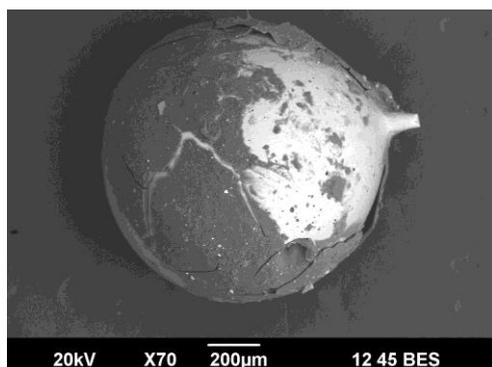


Рис. 7. Пленка органического вещества на поверхности силикатной микросферы (Mn+K). Снимок СЭМ

Fig. 7. Layer of organic matter on the surface of silicate microspheres (Mn+K). SEM image

Обсуждение результатов

Все обнаруженные в составе городского поверхностного пылегрязевого осадка микрочастицы сферической формы относятся к следующим типам и подтипам: железистые (магнетитовые), силикатно-железистые (измененные магнетитовые) и силикатные (зола-уноса). Зола-уноса, в свою очередь, можно разделить на несколько подтипов: натриевые, магниально-железистые, высокоосновные с примесями марганца и калия, с повышенным содержанием калия, с повышенным содержанием титана.

Магнетитовые микросферы могут быть сложены не только магнетитом (FeFe_2O_4), содержание железа до 75 %, но и вюститом (FeO), содержание железа до 77 %, и металлическим железом. Однако вюстит не встречается в поверхностных условиях, обнаружен только в корах плавления метеоритов или получен искусственно при прокаливании гематита. Поэтому можно сделать вывод, что железистые микросферы сложены магнетитом и могут иметь ядро из металлического железа.

Измененные магнетитовые микросферы могут быть сложены гематитом (Fe_2O_3) и гидрогематитом, маггемитом (Fe_2O_3), мартитом (псевдоморфозой гематита по магнетиту), гетитом FeOOH и гидрогетитом $\text{FeO}_2 \times \text{H}_2\text{O}$. На поверхности могут наблюдаться тонкие корочки лимонита.

Несмотря на то, что магнетит в поверхностных условиях устойчив, примером могут служить магнетитовые россыпи, в окислительной обстановке в холодном состоянии при наличии воды магнетит переходит в гетит и гидрогетит. Также при повышении потенциала кислорода магнетит может переходить в гематит с образованием псевдоморфоз – мартита. В поверхностных условиях при недостатке воды гематит устойчив, при избытке гидратируется и может переходить в гидрогематит, гетит и гидрогетит.

Скелетные формы кристаллов, наблюдаемые для магнитных микросфер, характерны для условий быстрого остывания расплавов, что подтверждает гипотезу образования таких микросфер (шлаковые частицы и зольные частицы). Чем выше скорость охлаждения, тем крупнее кристаллы и тем более сложной (скелетные и дендритные кристаллы) является их форма.

Можно предполагать, что морфология поверхности и химический состав частиц изменяется в зависимости от времени, которое микросфера провела в поверхностных условиях, а также химических условий среды. В ходе изучения химического состава не было обнаружено закономерностей, связанных с составом железистых и силикатно-железистых микросфер и городом отбора. Химический состав железистых микросфер постоянный (Fe и O в разных пропорциях, примесные элементы не более 8 вес. %), а химический состав и степень изменения силикатно-железистых микросфер может свидетельствовать об особенностях окружающей среды в конкретных точках отбора, в которой находились изученные микросферы: загрязнение почв тяжелыми металлами (повышенное содержание Cu , Cr , Zn на поверхности частиц), использование реагентов в период пониженных температур (повышенное содержание Na , Cl , сильно корродированная поверхность).

Магнетитовая микросфера при поступлении в окружающую среду имеет полигональную структуру поверхности, реже сложена скелетными кристаллами (рис. 8). Ее химический состав характеризуется отношением $\text{Fe}/\text{O} > 3,5$. Процесс гидратации магнетитовых микросфер начинается с поверхности, по межзерновому пространству (интерстициям скелетных кристаллов), трещинам и внешним повреждениям и продолжается вглубь частицы. На начальной стадии изменения магнетитовых микросфер отмечается корродированность поверхности (рис. 8) и незначительное загрязнение вторичной минеральной фазой. Отношение Fe/O составляет от 3,5 до 2,5. В процессе гидратации появляются каверны и трещины, которые заполняются смесью вторичных минералов. В конечном результате со временем магнетитовые микросферы деформируются, приобретают угловатые очертания, образуются наросты гидроокислов железа (рис. 9). Отношение Fe/O на данном этапе составляет 1,1.

Силикатные частицы обладают аморфной структурой, явления кристаллизации не зафиксировано. Исходя из этого, можно считать, что минеральный состав силикатных микросфер представлен стеклом основного или кислого состава.

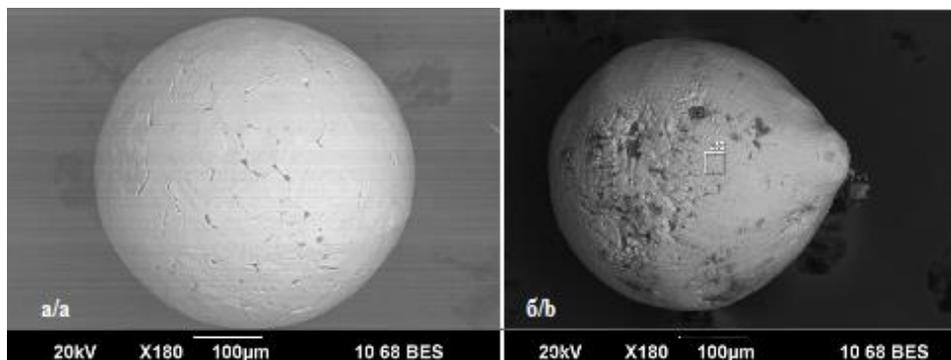


Рис. 8. Практически неизменная магнетитовая микросфера, $\text{Fe}/\text{O}=4,5$ (а). Изменение формы до каплевидной и интенсивная корродированности силикатно-железистой микросферы, $\text{Fe}/\text{O}=2,5$ (б). Снимок СЭМ

Fig. 8. Virtually unchanged magnetite microsphere, $\text{Fe}/\text{O}=4,5$ (a). Change in shape to drop-shaped and intense corrosion of the silica-ferruginous microsphere, $\text{Fe}/\text{O}=2,5$ (b). SEM image

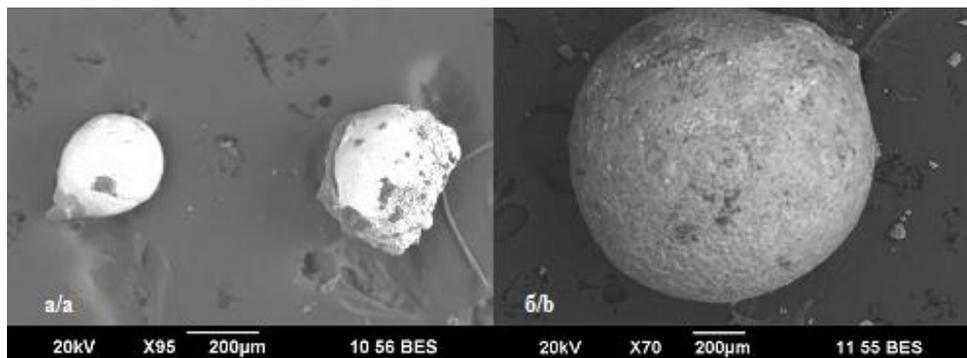


Рис. 9. Деформированная силикатно-железистая микросфера, $Fe/O=1,9$ (а). Отсутствие структуры поверхности, $Fe/O=1,1$ (б). Снимок СЭМ

Fig. 9. Deformed ferruginous silicate microsphere, $Fe/O=1,9$ (a). Lack of surface structure, $Fe/O=1,1$ (b). SEM image

Примесные элементы различаются для микросфер, отобранных в разных городах. Так, для Екатеринбурга характерны натриевые и марганцовистые микросферы с повышенным содержанием калия, для Нижнего Новгорода – с преобладанием в составе железа, для Мурманска – с повышенным содержанием титана.

Силикатные микросферы при нахождении в окружающей среде подвергаются механическим повреждениям. Это выражается в образовании каверн и трещин на поверхности частиц. Количество и размер каверн может являться показателем времени, которое микросфера провела в поверхностных условиях.

Микросферы – одни из наиболее доступных техногенных объектов для изучения. Доступность определяется, в первую очередь, формой частиц. При визуальном анализе шлиховым методом такие частицы определяются в первую очередь. Магнитные микросферы (магнетитовые и измененные магнетитовые) отбираются при магнитном фракционировании исходных образцов поверхностного осадка, характеризуются сильным металлическим блеском и могут быть отнесены к определенным типам уже на этапе визуального анализа. Однако для уточнения генезиса и отличия техногенных микросфер от микрометеоритов необходимо проведение элементного анализа, доступного с помощью методов СЭМ.

Все изученные микросферы являются объектом минералогии техногенеза, т. к. образованы в результате деятельности человека, и представляют интерес для дальнейшего изучения с целью определения параметров образования, изменения в условиях окружающей среды и преобразования в другие минеральные фазы.

Заключение

В ходе проведения исследования были изучены микросферы различного состава и генезиса, отобранные в поверхностном осадке в 11 городах России. Ис-

ходя из полученных данных, можно сделать вывод, что микросферы равномерно распределены в поверхностном осадке городов.

При попадании в окружающую среду магнитные микросферы подвергаются вторичным изменениям, замещаются смесью минералов и переходят в силикатно-железистую фазу. Силикатные микросферы не изменяются при попадании в окружающую среду, но на их поверхности можно наблюдать пленки органического вещества или минеральной фракции. Для микросфер всех типов (магнитные и силикатные) возможны примеси петрогенных элементов и тяжелых металлов (Cr, V, Mn, Co, Ni, Cu, Zn, Pb). В связи с тем, что крупные промышленные предприятия, как правило, вынесены за пределы города (расположены далеко от точек отбора проб), нельзя сделать однозначный вывод о зависимости состава микросфер от типа промышленности, развитого в городах.

В ходе изучения проб поверхностного осадка впервые показано, что микросферы являются частью техногенной составляющей осадка в городской среде. Были определены количественные показатели накопления микросфер различного генезиса в городском ландшафте. Микросферы разного состава являются одним из типов техногенных частиц, присутствующих в поверхностном осадке современных городов. Несмотря на их невысокие концентрации в отложениях, они могут являться источником токсичных элементов и влиять на изменение геохимического фона урбанизированных территорий.

Исследования выполнены с использованием оборудования ЦКП «Геоаналитик» ИГГ УрО РАН. Дооснащение и комплексное развитие ЦКП «Геоаналитик» ИГГ УрО РАН осуществляется при финансовой поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации на 2021–2023 гг., Соглашение № 075-15-2021-680. Работа выполнена при финансовой поддержке РФФ, грант № 18-77-10024.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Seleznev A.A., Yarmoshenko I.V., Malinovsky G.P. Urban geochemical changes and pollution with potentially harmful elements in seven Russian cities // Scientific Reports. – 2020. – V. 10 (1). URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-020-58434-4> (дата обращения 01.08.2021).

2. Accumulation of potentially toxic elements in road deposited sediments in residential and light industrial neighborhoods of Singapore / J.Q. Yuen, P.H. Olin, H.S. Lim, S.G. Benner, R.A. Sutherland, A.D. Ziegler // Journal of Environmental Management. – 2012. – V. 101. – P. 151–163. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2011.11.017> (дата обращения 01.08.2021).

3. An index to quantify street cleanliness: the case of Granada (Spain) / A. Sevilla, M.L. Rodríguez, Á. García-Maraver, M. Zamorano // Waste Management. – 2013. – V. 33 (5). – P. 1037–1046. URL: <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2013.01.012> (дата обращения 01.08.2021).
4. Russell K.L., Vietz G.J., Fletcher T.D. A suburban sediment budget: coarse-grained sediment flux through hillslopes, stormwater systems and streams // Earth Surface Processes and Landforms. – 2019. – V. 44 (13). – P. 2600–2614. URL: <https://doi.org/10.1002/esp.4685> (дата обращения 01.08.2021).
5. Осовецкий Б.М., Меньшикова Е.А. Природно-техногенные осадки. – Пермь: Изд-во ПГУ, 2006. – 209 с.
6. Глухов М.С. Морфология и внутреннее строение природных и техногенных железоксидных микросфер // Известия Уральского государственного горного университета. – 2019. – Т. 53. – № 11. – С. 60–66. URL: <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2019-1-60-66> (дата обращения 01.08.2021).
7. Рожина Е.И., Илгашева Е.О., Петрова Е.В. Микросферы из современных осадочных отложений города Тюмени // Минералы: строение, свойства, методы исследования. – Екатеринбург: Изд-во ИГТ УрО РАН, 2020. – С. 253–255.
8. An urban collection of modern-day large micrometeorites: evidence for variations in the extraterrestrial dust flux through the Quaternary / M.J. Genge, J. Larsen, M. van Ginneken, M.D. Suttle // Geology. – 2017. – V. 45 (2). – P. 119–122. URL: <https://doi.org/10.1130/G38352.1> (дата обращения 01.08.2021).
9. Ancient micrometeorites suggestive of an oxygen-rich Archaean upper atmosphere / A.G. Tomkins, L. Bowlt, M. Genge, S.A. Wilson, H.E.A. Brand, J.L. Wykes // Nature. – 2016. – V. 533. – P. 235–238.
10. Метеорит «Стерлитамак» / С.Ш. Юсупов, Д.Н. Салихов, Э.З. Гареев, А.В. Бурдаков, Г.А. Перминов. – Уфа: РА «Информреклама», 2002. – 105 с.
11. Грачев А. Ф. К вопросу о природе космической пыли в осадочных породах // Физика Земли. – 2010. – № 11. – С. 3–13.
12. Генезис железосодержащих частиц космического происхождения. Полученные факты и их анализ / В.А. Цельмович, М.В. Трухина, О.Н. Бобылева, М.В. Провоторов // Минералы: строение, свойства, методы исследования. – Екатеринбург: Изд-во ИГТ УрО РАН, 2010. – С. 357–359.
13. Суставов С.Г., Душин В.А., Власов И.А. Металлические и стеклянные сферы в рыхлых отложениях истоков реки Путь (Средний Урал) // Литосфера. – 2021. – № 2 (21). – С. 273–282. URL: <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2021-21-2-273-282> (дата обращения 01.08.2021).
14. Металлические микросферы в карбонатах Южного Урала / В.Г. Кориневский, Е.В. Кориневский, И.А. Блинов, В.А. Котляров // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2018. – № 10 (286). – С. 39–46. URL: <https://doi.org/10.19110/2221-1381-2018-10-39-46> (дата обращения 01.08.2021).
15. Макаров А.Б., Осовецкий Б.М., Антонова И.А. Магнитные сферы из почв вблизи шлакового отвала Нижнетагильского металлургического комбината // Известия Уральского государственного горного университета. – 2017. – № 4 (48). – С. 42–45. URL: <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2017-4-42-45> (дата обращения 01.08.2021).
16. Макаров А.Б., Осовецкий Б.М., Хасанова Г.Г. Особенности состава и морфологии магнитных сфер техногенного происхождения // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей: материалы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). – Казань: Изд-во Казанского университета, 2019. – С. 269–270.
17. Howard J.L., Orlicki K.M. Composition, micromorphology and distribution of microartifacts in anthropogenic soils, Detroit, Michigan, USA // Catena. – 2016. – V. 138. – P. 103–116. URL: <https://doi.org/10.1016/j.catena.2015.11.016> (дата обращения 01.08.2021).
18. Wawer M. Identification of technogenic magnetic particles and forms of occurrence of potentially toxic elements present in fly ashes and soil // Minerals. – 2020. – V. 10 (12). – P. 1066. URL: <https://doi.org/10.3390/min10121066> (дата обращения 01.08.2021).
19. Howard J. Anthropogenic Soils. – Cham: Springer, 2017. – 231 p. URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-54331-4> (дата обращения 01.08.2021).
20. Илгашева Е.О., Селезнев А.А. Техногенные образования в составе современных антропогенных отложений на урбанизированных территориях // Минералы: строение, свойства, методы исследования. – Екатеринбург: Изд-во ИГТ УрО РАН, 2020. – С. 104–105.
21. Бутовский М.Э. Неутилизированные отходы теплоэлектростанции в г. Рубцовске – источник экологической опасности // Экология промышленного производства. – 2010. – № 2. – С. 36–40.
22. Seleznev A.A., Yarmoshenko I.V., Sergeev A.P. Method for reconstructing the initial baseline relationship between potentially harmful element and conservative element concentrations in urban puddle sediment // Geoderma. – 2018. – V. 326. – P. 1–8. URL: <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2018.04.003> (дата обращения 01.08.2021).
23. Seleznev A., Rudakov M. Some geochemical characteristics of puddle sediments from cities located in various geological, geographic, climatic and industrial zones // Scientific Reports. – 2018. – V. 14 (1). – P. 95–106. URL: <https://doi.org/10.26471/cjes/2019/014/062> (дата обращения 01.08.2021).

Поступила: 12.08.2021 г.

Информация об авторах

Илгашева Е.О., младший научный сотрудник лаборатории урбанизированной среды Института промышленной экологии УрО РАН.

UDC 550.42/502.175

TECHNOGENIC MICROSPHERES IN SURFACE SEDIMENTS OF URBAN AREAS

Ekaterina O. Ilgasheva,
katerina.ilgasheva@gmail.com

Institute of Industrial Ecology UB RAS,
20, S. Kovalevskaya street, Yekaterinburg, 620108, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to study the anthropogenic component of solid surface sediment in a modern city. Technogenic particles, including magnetic and silicate microspheres, can be a source of heavy metals, accumulated in sediments and affect the geochemical background of the environment.

The main aim of the research is to select and study the microspheres of various genesis in solid surface deposits of urbanized environment.

Object: microspheres taken in samples of urban surface sediments from 11 cities of Russia: Ufa, Perm, Tyumen, Chelyabinsk, Nizhny Tagil, Magnitogorsk, Nizhny Novgorod, Rostov-on-Don, Murmansk, Yekaterinburg, Pervouralsk; chemical composition and surface morphology of microspheres of various elemental composition and genesis.

Materials and methods. The investigated microspheres taken from samples of urban surface sediments, were divided into fractions by particle size. We studied fractions of 100–250 and 250–1000 μm , as well as samples that were not prepared in advance using automobile air filters. Microspheres were collected by visual diagnostic methods. Magnetic microspheres were selected by magnetic separation. All selected microspheres were examined using scanning electron microscopy.

Results. The selected microspheres were divided into 4 classes according to their chemical composition: ferrous, silicate-ferruginous, acidic fly ash and base fly ash. Clarification of the chemical composition, allowed making an assumption of the possible genesis of microspheres. In addition to petrogenic elements, microspheres contain heavy metals (Cr, V, Mn, Co, Ni, Cu, Zn, Pb). The correlation of Fe/O and changes in the morphology of the particle surface for iron-containing microspheres is considered. Fly ash classified according to the predominance of one or another oxide in the composition.

Conclusions. The data indicate that microspheres are part of the technogenic component of sediment in urban environment. Despite their low content in sediments, they can be a source of toxic elements and affect the change in the geochemical background of urban areas.

Key words:

Microspheres, fly ash, surface deposits, sediment genesis, geochemical background.

The research was carried out using the equipment of «Geoanalitik» of IGG UB RAS. Re-equipment and complex development of «Geoanalitik» of IGG UB RAS were financially supported by the grant of the Ministry of Science and Higher education of the Russian Federation for 2021–2023, Agreement no. 075-15-2021-680. The research was financially supported by the RSF, grant no. 18-77-10024.

REFERENCES

- Seleznev, A.A., Yarmoshenko, I.V., Malinovsky, G.P. Urban geochemical changes and pollution with potentially harmful elements in seven Russian cities. *Scientific Reports*, 2020, vol. 10 (1). Available at: <https://doi.org/10.1038/s41598-020-58434-4> (accessed 1 August 2021).
- Yuen J.Q., Olin P.H., Lim H.S., Benner S.G., Sutherland R.A., Ziegler A.D. Accumulation of potentially toxic elements in road deposited sediments in residential and light industrial neighborhoods of Singapore. *Journal of Environmental Management*, 2012, vol. 101, pp. 151–163. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2011.11.017> (accessed 1 August 2021).
- Sevilla A., Rodríguez M.L., García-Maraver Á., Zamorano M. An index to quantify street cleanliness: the case of Granada (Spain). *Waste Management*, 2013, vol. 33 (5), pp. 1037–1046. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2013.01.012> (accessed 1 August 2021).
- Russell K.L., Vietz G.J., Fletcher T.D. A Suburban sediment budget: coarse-grained sediment flux through hillslopes, storm-water systems and streams. *Earth Surface Processes and Landforms*, 2019, vol. 44 (13), pp. 2600–2614. Available at: <https://doi.org/10.1002/esp.4685> (accessed 1 August 2021).
- Osovetsky B.M., Menshikova E.A. *Prirodno-tekhnogennyye osadki* [Natural and technogenic precipitation]. Perm, PGU Publ., 2006. 209 p.
- Glukhov M.S. Morphology and internal structure of natural and technogenic iron oxide microspheres. *Bulletin of the Ural State Mining University*, 2019, vol. 1, no. 53, pp. 60–66. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2019-1-60-66> (accessed 1 August 2021).
- Rozhina E.I., Ilgasheva E.O., Petrova E.V. Mikrosferuly iz sovremennykh osadochnykh otlozheniy goroda Tyumeni [Microspherules from modern sedimentary deposits of the city of Tyumen]. *Mineraly: stroenie, svoystva, metody issledovaniya* [Minerals: structure, properties, research methods]. Ekaterinburg, IGG UB RAS Publ., 2020. pp. 253–255.
- Genge M.J., Larsen J., Van Ginneken M., Suttle M.D. An urban collection of modern-day large micrometeorites: Evidence for variations in the extraterrestrial dust flux through the Quaternary. *Geology*, 2017, vol. 45, no. 2, pp. 119–122. Available at: <https://doi.org/10.1130/G38352.1> (accessed 1 August 2021).
- Tomkins A.G., Bowlt L., Genge M., Wilson S.A., Brand H.E.A., Wykes J.L. Ancient micrometeorites suggestive of an oxygen-rich Archaean upper atmosphere. *Nature*, 2016, vol. 533, pp. 235–238.
- Yusupov S.Sh., Salikhov D.N., Gareev E.Z., Burdakov A.V., Perminov G.A. *Meteorit «Sterlitamak»* [Sterlitamak meteorite]. Ufa, RA Informreklama Publ., 2002. 105 p.
- Grachev A.F. On the nature of cosmic dust in sedimentary rocks. *Physics of the Earth*, 2010, no. 11, pp. 3–13. In Rus.
- Tselmovich V.A., Trukhina M.V., Bobyleva O.N., Provotorov M.V. Genezis zhelezosoderzhashchikh chastits kosmicheskogo proiskhozhdeniya. Poluchennyye fakty i ikh analiz [Genesis of iron-containing particles of cosmic origin. Obtained facts and their analysis]. *Mineraly: stroenie, svoystva, metody issledovaniya* [Minerals: structure, properties, research methods]. Ekaterinburg, IGG UB RAS Publ., 2010. pp. 357–359.
- Sustavov S.G., Dushin V.A., Vlasov I.A. Metal and glass spherules in loose sediments of the headwaters of the Put River (Middle Urals). *Lithosphere*, 2021, vol. 2, no. 21, pp. 273–282. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2021-21-2-273-282> (accessed 1 August 2021).
- Korinevsky V.G., Korinevsky E.V., Blinov I.A., Kotlyarov V.A. Metal microspherules in carbonates of the South Urals. *Bulletin of the Institute of Geology of the Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences*, 2018, vol. 10,

- no. 286, pp. 39–46. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.19110/2221-1381-2018-10-39-46> (accessed 1 August 2021).
15. Makarov A.B., Osovetsky B.M., Antonova I.A. Magnetic spherules from soils near the slag dump of the Nizhniy Tagil Metallurgical Plant. *Bulletin of the Ural State Mining University*, 2017, vol. 4, no. 48, pp. 42–45. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2017-4-42-45> (accessed 1 August 2021).
 16. Makarov A.B., Osovetsky B.M., Khasanova G.G. Osobennosti sostava i morfologii magnitnykh sferul tekhnogenogo proiskhozhdeniya [Features of the composition and morphology of magnetic spherules of technogenic origin]. *Litologiya osadochnykh kompleksov Evrazii i shelfovykh oblastey: materialy IX Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya (s mezhdunarodnym uchastiem)* [Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas: materials of the IX All-Russian lithological meeting (with international participation)]. Kazan, Kazan University Publ. House, 2019. pp. 269–270.
 17. Howard J.L., Orlicki K.M. Composition, micromorphology and distribution of microartifacts in anthropogenic soils, Detroit, Michigan, USA. *Catena*, 2016, vol. 138, pp. 103–116. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.catena.2015.11.016> (accessed 1 August 2021).
 18. Wawer M. Identification of technogenic magnetic particles and forms of occurrence of potentially toxic elements present in fly ashes and soil. *Minerals*, 2020, vol. 10, no. 12, p. 1066. Available at: <https://doi.org/10.3390/min10121066> (accessed 1 August 2021).
 19. Howard J. *Anthropogenic soils*. Cham, Springer, 2017. 231 p. Available at: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-54331-4> (accessed 1 August 2021).
 20. Ilgasheva E.O., Seleznev A.A. Tekhnogennye obrazovaniya v sostave sovremennykh antropogennykh otlozheniy na urbanizirovannykh territoriyakh [Technogenic formations in the composition of modern anthropogenic deposits in urban areas]. *Mineraly: stroenie, svoystva, metody issledovaniya* [Minerals: structure, properties, research methods]. Ekaterinburg, IGG UB RAS Publ., 2020. pp. 104–105.
 21. Butovsky, M.E. Non-utilized waste from a thermal power plant in Rubtsovsk is a source of environmental hazard. *Ecology of industrial production*, 2010, vol. 2, pp. 36–40. In Rus.
 22. Seleznev A.A., Yarmoshenko I.V., Sergeev A.P. Method for reconstructing the initial baseline relationship between potentially harmful element and conservative element concentrations in urban puddle sediment. *Geoderma*, 2018, vol. 326, pp. 1–8. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2018.04.003> (accessed 1 August 2021).
 23. Seleznev, A., Rudakov, M. Some geochemical characteristics of puddle sediments from cities located in various geological, geographic, climatic and industrial zones. *Scientific Reports*, 2018, vol. 14, no. 1, pp. 95–106. Available at: <https://doi.org/10.26471/cjees/2019/014/062> (accessed 1 August 2021).

Received: 12 August 2021.

Information about the authors

Ekaterina O. Ilgasheva, junior researcher, Institute of Industrial Ecology UB RAS.

УДК 681.518.5

РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ

Пачин Максим Гелиевич¹,
pachin_m@quantek.ru

Яшин Антон Николаевич²,
yashin.anton.2012@mail.ru

Бодылев Андрей Сергеевич²,
andreybodylev@gmail.com

Хакимьянов Марат Ильгизович²,
hakimyanovmi@gmail.com

¹ ООО ПНППК-Квантек,
Россия, 614007, г. Пермь, ул. 25 Октября, 106.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Одним из основных способов скважинной механизированной добычи нефти является использование штанговых глубиннонасосных установок. Данные насосные установки появились более 100 лет назад и до сих пор широко эксплуатируются. Однако при добыче нефти штанговыми глубинными насосами возникает ряд проблем: повышенный расход электроэнергии, низкие значения КПД и коэффициента мощности асинхронного электродвигателя, неисправности глубинного и наземного оборудования. Диагностика неисправностей и контроль работы скважинных насосных установок затруднен из-за большого количества скважин и их рассредоточенности на обширных территориях. Внедрение интеллектуальных станций управления установками скважинных насосов позволяет производить диагностику и контроль автоматически с передачей результатов на диспетчерский пункт. Использование систем ваттметрирования и динамометрирования позволяет своевременно определять развивающиеся дефекты нефтедобывающего оборудования, скважинный контроллер корректирует режим эксплуатации с тем, чтобы обеспечить необходимый дебит скважины с минимальным расходом электроэнергии.

Цель: исследовать функции современных интеллектуальных станций управления скважинными насосами для добычи нефти; сформулировать основные требования к интеллектуальным станциям управления, к скважинным контроллерам; определить основные функции в области анализа динамограмм и ваттметрограмм установок штанговых глубинных насосов.

Объекты: скважины для добычи нефти, станции управления скважинными штанговыми глубинными насосными установками, скважинные контроллеры, алгоритмы управления.

Методы: методы многокритериальной оптимизации; математические методы анализа ваттметрограмм и динамограмм, теория автоматического управления.

Результаты. Разработаны скважинный контроллер, интеллектуальная станция управления, алгоритм управления электродвигателем скважинной насосной установкой. Станция управления имеет функции измерения и анализа динамограмм и ваттметрограмм, диагностики состояния нефтедобывающего оборудования, позволяет проводить оптимизацию режимов эксплуатации скважины по нескольким параметрам.

Ключевые слова:

Нефтедобывающая скважина, установка штангового глубинного насоса, интеллектуальная станция управления, многокритериальная оптимизация, скважинный контроллер, удельный расход электроэнергии.

Введение

Для обеспечения эффективной эксплуатации нефтедобывающих скважин в настоящее время требуется использование интеллектуальных станций управления (ИСУ) [1–3].

Большинство месторождений нашей страны и стран СНГ находится уже на поздних стадиях эксплуатации, притоки нефти в скважины очень небольшие, а энергозатраты на механизированную добычу достаточно велики. Поэтому эксплуатация таких скважин характеризуется повышенными затратами электроэнергии, интенсивным износом погружного насосного оборудования, относительно низкими дебитами [4, 5].

В условиях высоких цен на углеводородное сырье эксплуатация малодебитных скважин не вызывает

особых затруднений. Однако при нестабильных ценах добыча из таких скважин может оказаться нерентабельной.

Основная часть фонда нефтедобывающих скважин, эксплуатируемых глубиннонасосным способом, оснащена морально и физически устаревшими станциями управления (СУ) без интеллектуальных функций. Такие СУ позволяют осуществлять прямой пуск электродвигателя насосной установки, отключения при перегрузках, коротких замыканиях, а также запуск с задержкой после восстановления электроснабжения [6]. При подключении электроконтактного манометра производится включение и отключение электропривода в зависимости от устьевого давления. Очевидно, что такой набор функций защиты и управления на сегодняшний день уже не способен обеспе-

чить эффективные и экономичные режимы эксплуатации нефтедобывающих скважин [7].

Поэтому актуальным становится вопрос создания доступных по стоимости современных ИСУ, обеспечивающих интеллектуальное управление режимами добычи эксплуатируемых механизированным способом скважин как автономно, так и по командам с диспетчерского пункта.

Станции управления скважинными насосами без интеллектуальных функций

Структура СУ без интеллектуальных функций, которыми оснащено подавляющее большинство нефтедобывающих скважин, на примере станции типа БМС приведена на рис. 1 [8].

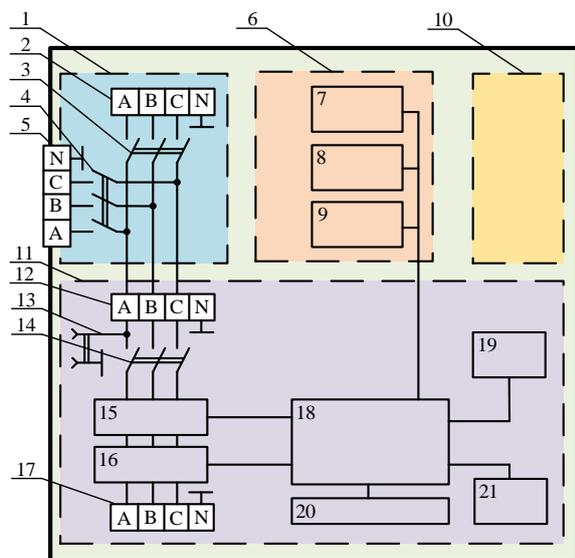


Рис. 1. Структурная схема станции управления типа БМС: 1 – модуль для плановых ремонтов; 2 – вводное устройство; 3 – вводной выключатель; 4 – автомат; 5 – розетка 50 Гц 3×380 В; 6 – защитный технологический модуль; 7–9 – блоки функционального технологического контроля; 10 – модуль катодной защиты; 11 – отсек силового оборудования; 12 – вводное устройство отсека силового оборудования; 13 – розетка 220 В; 14 – автомат отсека силового оборудования; 15 – контрольный блок; 16 – устройство коммутационное бесконтактное; 17 – блок выводов; 18 – блок управления и индикации; 19 – реле времени; 20 – модуль контактов для дополнительных функций; 21 – счетчик времени работы электропривода насосной установки

Fig. 1. Structure of the control station type BMS: 1 – block of planned repair service; 2 – input device; 3 – switch; 4 – circuit breaker; 5 – connector 50 Hz 3×380 V; 6 – block of technological protection; 7–9 – modules of functional and technological control; 10 – block of cathodic protection; 11 – power unit; 12 – input device of power unit; 13 – 220 V socket; 14 – circuit breaker; 15 – control module; 16 – contactless switching device; 17 – output device; 18 – control and display module; 19 – delay module self-starting; 20 – terminal block for expanding the functions performed; 21 – counter of the operating time of the pumping unit

Станция состоит из следующих конструктивных элементов:

- силового блока;
- блока технологических защит;
- блока катодной защиты;
- блока плановой ремонтной службы.

Модуль плановых ремонтов содержит вводное устройство, вводной выключатель и автомат. Блок технологических защит обеспечивает останов электропривода насоса по сигналам с различных защитных датчиков. Блок катодной защиты замедляет процессы коррозии скважинной колонны. Отсек силового оборудования имеет в своем составе устройство ввода, розетку 220 В, автомат, модуль контроля, бесконтактное полупроводниковое коммутационное устройство, устройство вывода, модуль управления и индикации, модуль задержки самозапуска, блок зажимов для расширения выполняемых функций и счетчик времени работы станка-качалки.

Следует отметить, что хотя станция управления типа БМС и не имела микропроцессорного контроллера, но обеспечивала широкий диапазон функций защиты от аварийных режимов работы и являлась передовой для своего времени. Большинство находящихся в эксплуатации у нефтяников СУ имеет минимальный набор защитных функций [9].

Современные интеллектуальные станции управления

В связи с развитием микропроцессорной техники в более поздние СУ стали встраивать скважинные контроллеры, придавая им интеллектуальные функции. На рис. 2 приведена фотография ИСУ типа УСШН-01 производства компании ПАО «Пермская научно-производственная приборостроительная компания». Дополнительно ИСУ комплектуются модемами УКВ или сотовой связи для передачи технологической информации на диспетчерский пункт, а также приема команд.

Элементная база ИСУ и скважинного контроллера должна обеспечивать работу в широком диапазоне температур – от минус 40 до +50 °С, так как нефтепромыслы могут находиться в местах с очень суровым климатом [10]. Часто ИСУ оснащаются системами вентиляции для предотвращения перегрева элементов летом и системами электроподогрева для работы в зимних условиях [11, 12].

Контроллер ИСУ (рис. 3) выполнен на базе цифрового сигнального процессора (DSP) OMAPL137DZKBA3 фирмы Texas Instruments. В панели управления используется плёночная клавиатура с интегрированными кнопками и элементами индикации. Индикация режимов работы осуществляется с помощью светодиодов. Для считывания архивов используется USB-порт, для подключения датчиков и удаленного управления – порты RS-485, CAN и Ethernet. Для подключения мобильных устройств и беспроводных датчиков используются преобразователи интерфейсов Bluetooth и Wi-Fi.

На плате внешних подключений ИСУ выведены следующие группы контактов:

- 16 аналоговых входов 4–20 мА или 0–10 В или HART для подключения датчиков;
- 6 дискретных входов;
- 5 входов для подключения датчиков температуры;
- 6 дискретных выходов;
- 6 дискретных выходов.



Рис. 2. Интеллектуальная станция управления электроприводом скважинного насоса типа УСШН-01: 1 – скважинный контроллер; 2 – автоматы защиты цепей управления; 3 – источники постоянного напряжения 12 и 24 В; 4 – частотный преобразователь; 5 – счетчик электроэнергии; 6 – контактор; 7 – силовой автоматический выключатель; 8 – ограничители перенапряжений; 9 – вентилятор системы обогрева; 10 – реле управления контактором, вентилятором, нагревателем

Fig. 2. Control station of electric drive type USShN-01: 1 – well controller; 2 – circuit breakers for control circuits; 3 – sources of constant voltage 12 and 24 V; 4 – frequency converter; 5 – electricity meter; 6 – contactor; 7 – power circuit breaker; 8 – surge arresters; 9 – fan heater; 10 – relay to control contactor, fan, heater

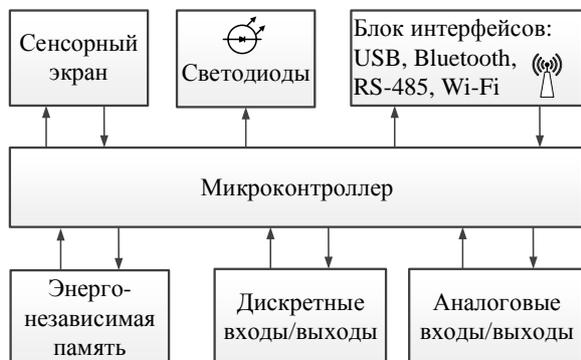


Рис. 3. Структурная схема скважинного контроллера станции управления типа УСШН-01

Fig. 3. Well controller block diagram of the USShN-01 control station

Реализуемые в современных интеллектуальных станциях управления алгоритмы управления установками скважинных насосов

Эффективность работы и стоимость современных систем управления в большей степени определяются разработанными и заложенными алгоритмами, чем используемыми компонентами и конструкторскими решениями [13, 14]. Поэтому заложенные в скважинный контроллер алгоритмы являются одним из важнейших элементов, определяющих эксплуатационные характеристики ИСУ.

В современных ИСУ реализуются, как правило, следующие режимы работы [15]:

- 1) обеспечение определенного уровня заполнения насоса;
- 2) обеспечение максимального количества добываемой из скважины нефти;

- 3) обеспечение минимального значения удельного расхода электроэнергии на тонну добываемой жидкости;
- 4) вывод скважины на режим;
- 5) подбор закона перемещения колонны, обеспечивающего минимальные нагрузки на штанги.

Для управления скважинной насосной установкой используется информация с технологических датчиков: датчиков динамометрирования, ваттметрирования, устьевого и затрубного давлений, температуры, расхода, уровня и других. Ряд современных ИСУ, например VLT SALT фирмы Danfoss, позволяет управлять электроприводом скважинного насоса без подключенных технологических датчиков, осуществляя «бездатчиковое» управление. Управление производится по информации, полученной путем измерения мгновенных значений тока и напряжения внутри самой ИСУ [16–18].

Нужно отметить, что нефтяникам нравятся «бездатчиковые» системы, так как для них каждый дополнительно установленный датчик – это оборудование, требующее технического обслуживания и ремонтов.

Современная ИСУ должна иметь возможность функционировать как в составе систем с различным набором технологических датчиков, так и в «бездатчиковом» режиме.

Сокращение расхода потребляемой электроэнергии на добычу нефти является одной из наиболее актуальных задач [19, 20].

Рассмотрим более подробно способ реализации алгоритма управления, обеспечивающего минимальный удельный расход электроэнергии на единицу продукции.

Алгоритм работы контроллера ИСУ следующий. После включения питания производится загрузка данных о скважине и об установленном нефтедобывающем оборудовании, наземном и погружном, значение нормативного удельного расхода электроэнергии установки ШГН. Далее производится опрос датчиков технологических параметров, датчиков динамометрирования и ваттметрирования. Если сигналы с датчиков показывают аварийный режим работы установки, то производится подача команды на останов электропривода. Аварийными режимами работы являются обрыв штанг, обрыв клиноременной передачи, отсутствие давления на устье, срыв подачи и другие.

В случае поступления команды с диспетчерского пункта производится ее выполнение. Далее производится расчет удельного расхода электроэнергии $w_{уд}$. Если удельный расход электроэнергии превышает нормативное для данной скважины значение $w_{уд}^{норм}$, то производится корректировка режима эксплуатации.

Как уже отмечалось выше, оптимизация режима работы скважинной насосной установки может иметь различные целевые функции. Обеспечение минимального удельного расхода электроэнергии на добычу скважинной продукции:

$$w_{уд} = f(N, S, f_{н.п}, ...) \rightarrow \min,$$

где $w_{уд}$ – удельное потребление электроэнергии на добычу скважинной продукции, кВт·ч/м³ или кВт·ч/т; N – частота качаний балансира, с⁻¹; S – длина хода штока, м; $f_{н.п}$ – частота напряжения питания, Гц.

Другая целевая функция заключается в достижении максимального дебита скважины:

$$Q_{ж} = f(N, S, f_{н.п}, ...) \rightarrow \max,$$

где $Q_{ж}$ – объем добытой скважинной жидкости, м³ или т.

Также целевой функцией может быть поддержание заданного значения коэффициента заполнения насоса:

$$k_{з\text{АП}} \rightarrow k_{з\text{АП}}^{\text{З\text{АД}}},$$

где $k_{з\text{АП}}$ – коэффициент заполнения насоса; $k_{з\text{АП}}^{\text{З\text{АД}}}$ – заданный коэффициент заполнения насоса.

Еще одна целевая функция при управлении установкой ШГН – минимизация износа нефтедобывающего оборудования:

$$I_{з.н.о} = f(N, S, f_{н.п}, ...) \rightarrow \min,$$

где $I_{з.н.о}$ – износ нефтедобывающего оборудования.

На практике в большинстве случаев требуется обеспечить такой режим эксплуатации скважины, при котором износ нефтедобывающего оборудования будет минимальным, значение удельного расхода электроэнергии не превысит допустимого значения, а дебит скважины не опустится ниже установленного предела.

В работе [21] приводится следующее выражение, описывающее зависимость удельного расхода электроэнергии установки ШГН от технологических параметров:

$$w_{уд} = \frac{N}{\eta_n} \left[K_1 + \frac{1,26 \sqrt{\left(\frac{S_{пл}}{S}\right)^2 + 0,28 \left(1 + 3,6 \cdot 10^{-4} \frac{SN^2}{D_{пл}^3}\right)^2} F_{ж} S}{9,8} \right] \times \frac{9 \cdot 10^5 \cdot \eta_3 \cdot S_{пл} \cdot N \cdot \pi \cdot D_{пл}^2}{\eta_3 + (1 - \eta_3) K_{\phi}} \times \left(1 + \frac{\Delta}{100}\right), \quad (1)$$

где $S_{пл}$ и S – ход плунжера и штока, м; N – частота качаний балансира, с⁻¹; $D_{пл}$ – диаметр плунжера, м; η_n и η_3 – КПД передачи от вала двигателя к валу кривошипа и КПД, соответствующий эквивалентной мощности; $F_{ж}$ – гидростатическая нагрузка на плунжер, Н; K_{ϕ} – коэффициент формы ваттметрограммы; K_1 – коэффициент, характеризующий тип станка-качалки; Δ % – дополнительные удельные потери электроэнергии от несбалансированности установки ШГН, %.

Выражение (1) получено на основе известной формулы Б.М. Плюща и В.О. Саркисяна для определения эффективной механической мощности, потребляемой установкой ШГН от электродвигателя. В выражение добавлены параметры, определяемые по динамограммам и ваттметрограммам (коэффициент по-

дачи, длины хода штока и плунжера, коэффициент формы и другие), а само значение эффективной механической мощности соотносится с объемом добытой жидкости, определяемым также по динамограммам.

На рис. 4 показана зависимость удельного расхода электроэнергии от частоты качаний и длины хода

установки ШГН. Видно, что наиболее экономичными являются режимы с максимальной длиной хода штока и низкой частотой качаний. В данном случае наименьший удельный расход электроэнергии $6,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$ обеспечивается при длине хода штока $3,5 \text{ м}$ и частоте качаний $1,6 \text{ мин}^{-1}$.

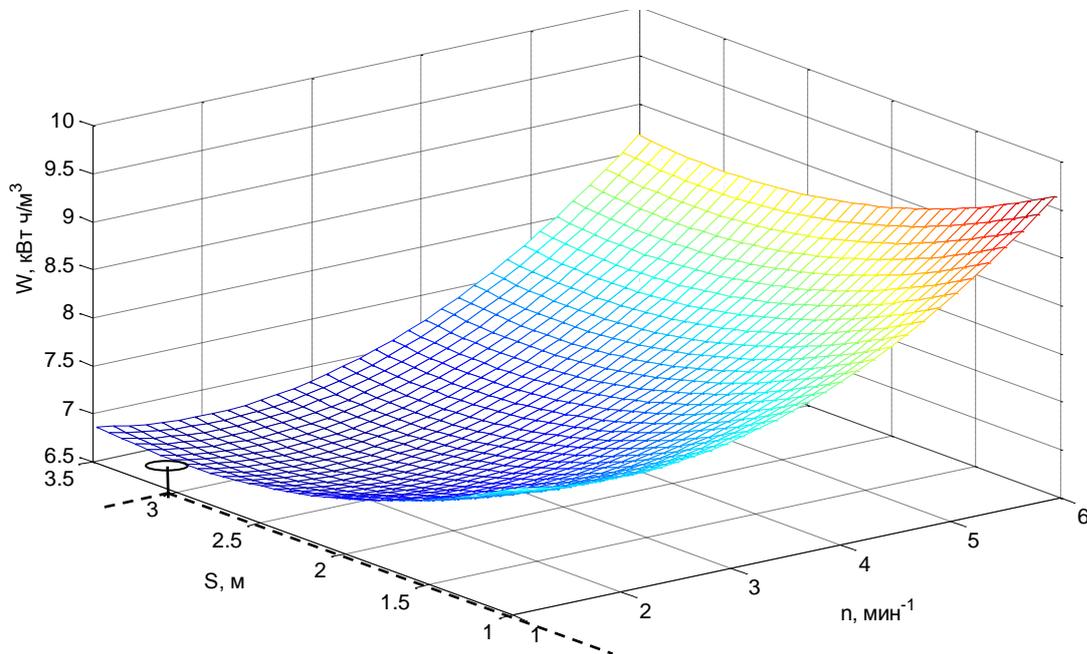


Рис. 4. Функция удельного энергопотребления установки штангового глубинного насоса реальной скважины с двумя входными параметрами – длиной хода и частотой качаний

Fig. 4. Function of specific energy consumption of a sucker rod pumping unit of a real well with two input parameters – stroke length and swing frequency

Испытания разработанной ИСУ типа УСШН-01 проводились на скважинах Лазуковского и Русаковского месторождений Пермского края. Контроллером интеллектуальной станции управления были скорректированы режимы эксплуатации скважин, в результате чего удельный расход электроэнергии на добычу скважинной жидкости снизился, а дебит увеличился.

Так, на двух скважинах Лазуковского месторождения было зафиксировано снижение удельного расхода электроэнергии с $52,8$ до $33,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$ и с $8,9$ до $6,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$ скважинной жидкости (соответственно на 37 и 24 %). Средний дебит на одной скважине практически не изменился – $2,35 \text{ м}^3/\text{сут}$. На другой скважине дебит увеличился с $16,8$ до $18,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ (вырос на 9 %).

На Русаковском месторождении интеллектуальная станция управления испытывалась на двух скважинах в «бездатчиковом» режиме, технологические параметры определялись косвенным способом на основе анализа мгновенных значений потребляемой мощности. На одной из скважин удельный расход электроэнергии снизился с $50,2$ до $21,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$ (на 57 %), дебит увеличился с $3,2$ до $3,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ (на 18 %). На второй скважине дебит вырос на 70 % – с $1,2$ до $2,1 \text{ м}^3$, удельный расход электроэнергии при этом незначительно увеличился – с $32,9$ до $35,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$ (на $7,3$ %). Однако на фоне увеличения дебита такой режим эксплуатации скважины оказывается более выгодным.

Выводы

Таким образом можно сделать следующие выводы:

1. Обеспечить эффективную эксплуатацию нефтедобывающих скважин в настоящее время можно только с использованием интеллектуальных станций управления, которые осуществляют комплексную оптимизацию режимов работы по нескольким параметрам. Это делает актуальным вопрос создания доступных по стоимости современных интеллектуальных станций управления, обеспечивающих интеллектуальное управление режимами добычи эксплуатируемых механизированным способом скважин, как автономно, так и по командам с диспетчерского пункта.
2. Современная интеллектуальная станция управления скважинным насосом для добычи нефти должна обеспечивать выполнение функций измерения и анализа динамограмм и ваттметрограмм, оптимизации режима работы электропривода по нескольким параметрам, дистанционного управления установкой.
3. Интеллектуальная станция управления осуществляет функции диагностики нефтедобывающего оборудования в реальном времени: дефекты погружного оборудования определяются на основе анализа динамограмм, а дефекты наземного оборудования – на основе анализа ваттметрограмм.

4. Внедрение интеллектуальных станций управления позволяет получить положительный эффект даже на скважинах месторождений, находящихся на

поздних стадиях эксплуатации, обеспечивая прирост дебита на 10...70 % и снижение удельных затрат электроэнергии на 20...40 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Metrological support of an automated control system for a rocking machine / V.S. Tynchenko, V.V. Bukhtoyarov, V.V. Tynchenko, A.V. Milov, K.A. Bashmur, V.V. Kukartsev // Journal of Physics: Conference Series, IOP Publishing. – 2019. – V. 1384. – № 1. – P. 012061.
2. Tagirova K.F., Ramazanov A.R., Nikonov A.V. Storage subsystem for intelligent oil wells control system // The Proceedings of the International Conference Information Technology and Nanotechnology. Session Data Science. – Samara, Russia, 2018. – P. 255–261.
3. Яшин А.Н., Хакимьянов М.И. Уравновешенность установок скважинных штанговых насосов на основе анализа ваттметров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 37–44.
4. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection / X. Dong, H. Liu, Z. Chen, K. Wu, N. Lu, Q. Zhang // Applied energy. – 2019. – V. 239. – P. 1190–1211.
5. Ado M.R., Greaves M., Rigby S.P. Effect of pre-ignition heating cycle method, air injection flux, and reservoir viscosity on the THAI heavy oil recovery process // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 166. – P. 94–103.
6. Анализ развития электроприводов для станков-качалок нефти по результатам патентного поиска / И.В. Ившин, А.Р. Сафин, Р.Р. Гибадуллин, Т.И. Петров, А.Н. Цветков, М.Ф. Низамиев, В.Ю. Корнилов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. – Т. 21. – № 5. – С. 3–13.
7. Хакимьянов М.И., Хусаинов Ф.Ф., Шафиков И.Н. Проблемы повышения энергетических характеристик электроприводов скважинных штанговых насосов // Электротехнические системы и комплексы. – 2017. – № 2 (35). – С. 35–40.
8. Чаронов В.Я. Автоматизация работы основного оборудования и проблемы энергосбережения на объектах нефтегазодобычи. – Альметьевск: Татнефть, 1998. – С. 89–102.
9. Nafikov T. Telemetry data of oilfield facilities analysis for the purpose of monitoring and decision-making support at its operation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, Texas, USA, 2018.
10. Зюзев А.М., Бубнов М.В., Мудров М.В. Симулятор электропривода штанговой глубинной насосной установки // Пром-Инжиниринг. Труды II международной научно-технической конференции. – Челябинск: Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет), 2016. – С. 347–350.
11. Пачин М.Г., Хакимьянов М.И. Интеллектуальные решения для нефтедобычи – станции управления штанговыми насосами ОАО «ПНППК» // Бурение и нефть. – 2014. – № 9. – С. 58–62.
12. Станция управления электроприводом погружного насоса: пат. Рос. Федерация, № 64275, заявл. 04.09.2006; опубл. 27.06.2007, Бюл. № 18. – 46 с.
13. Energy saving by reducing motor rating of sucker-rod pump systems / W. Li, V. Vaziri, S.S. Aphale, S. Dong, M. Wiercigroch // Energy. – 2021. – V. 228. – P. 120618.
14. Motor's expense repaid in savings / P. Ali-Zade, K. Buruncuk, K. Radjabli, H. Mamadov // IEEE Industry Applications Magazine. – 2006. – V. 12. – № 6. – P. 21–28.
15. Sadov V.B., Plotnikova N.V. Main functions of control system of the installation with the drive sucker rod pump // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Chelyabinsk, Russia: IEEE, 2016. – P. 1–4.
16. Shishlyannikov D., Lavrenko S. Pilot test results for promising drives of sucker-rod pumping units // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – St. Petersburg, Russia: IEEE, 2017. – P. 1–4.
17. Касем С.А., Андреев Н.К., Ахметгаряев Р.Т. Прямое управление моментом в асинхронном электроприводе ШГНУ // Автоматизированный электропривод и промышленная электроника. – 2016. – № 7. – С. 26–31.
18. Solodkiy E.M., Kazantsev V.P., Dadenkov D.A. Improving the energy efficiency of the sucker-rod pump via its optimal counterbalancing // 2019 International Russian Automation Conference (RusAutoCon). – Sochi, Russia: IEEE, 2019. – P. 1–5.
19. Production increases at PDVSA using an improved SRP control / R.G. Peterson, T. Smigura, C.A. Brunings, W.A. Quijada Salazar, A.J. Gomez // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, USA, 2006.
20. Wu J., Wu J.X. An SRP-based energy-efficient scheduling algorithm for dependent real-time tasks // International Journal of Embedded Systems 2. – 2014. – V. 6. – № 4. – P. 335–350.
21. Хакимьянов М.И. Повышение энергоэффективности и оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2019. – 32 с.

Поступила 02.03.2022 г.

Информация об авторах

Пачин М.Г., руководитель направления ООО ПНППК-Квантек.

Яшин А.Н., аспирант кафедры электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Бодылев А.С., аспирант кафедры электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Хакимьянов М.И., доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой электротехники и электрооборудования предприятий Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 681.518.5

DEVELOPMENT OF AN INTELLIGENT CONTROL STATION FOR ROD PUMPS

Maxim G. Pachin¹,
pachin_m@quantek.ru

Anton N. Yashin²,
yashin.anton.2012@mail.ru

Andrey S. Bodylev²,
andreybodylev@gmail.com

Marat I. Khakimyanov²,
hakimyanovmi@gmail.com

¹ LLC PNPPK-Kvantek,
106, 25 Oktyabrya street, Perm, 614007, Russia.

² Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

The relevance. One of the main methods of oil artificial lift is the use of sucker rod pumping units, which appeared more than 100 years ago and are still widely used. However, a number of problems arise during oil production with sucker rod pumps: increased power consumption, low values of efficiency and power factor of the induction electric motor, malfunctions of downhole and surface equipment. Diagnostics of malfunctions and control of the operation of downhole pumping units are difficult due to the large number of wells and their dispersion over vast areas. The introduction of intelligent control stations for borehole pump units allows diagnostics and control automatically with transmission of the results to the control room. The use of wattmetering and dynamometering systems allows timely identification of developing defects in oil production equipment, the downhole controller adjusts the operating mode in order to ensure the required well flow rate with minimal power consumption.

The main aim of the research is to investigate the functions of modern intelligent borehole pump control stations for oil production; formulate the basic requirements for intelligent control stations, for downhole controllers; define the main functions in the field of analysis of dynamometer cards and watt-meter cards of sucker rod pump units.

Objects: oil production wells, control stations for downhole sucker rod pumping units, well controllers, control algorithms.

Methods: multiobjective optimization methods, mathematical methods for the analysis of wattmeter cards and dynamometer cards, the theory of automatic control.

Results. A downhole controller, an intelligent control station, and an algorithm for controlling the electric drive of a downhole pumping unit have been developed. The control station has the functions of measuring and analyzing dynamometer cards and wattmeter cards, diagnostics of the state of oil production equipment, and allows optimization of well operation modes by several parameters.

Key words:

Oil well, sucker rod pump unit, intelligent control station, multi-criteria optimization, well controller, specific power consumption.

REFERENCES

1. Tynchenko V.S., Bukhtoyarov V.V., Tynchenko V.V., Milov A.V., Bashmur K.A., Kukartsev V.V. Metrological support of an automated control system for a rocking machine. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1384, no. 1, pp. 012061.
2. Tagirova K.F., Ramazanov A.R., Nikonov A.V. Storage subsystem for intelligent oil wells control system. *The Proceedings of the International Conference Information Technology and Nanotechnology*. Session Data Science. Samara, Russia, 2018. pp. 255–261.
3. Yashin A.N., Khakimyanov M.I. Balance of sucker rod pump units based on analysis of wattmetrograms. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 8, pp. 36–44. In Rus.
4. Dong X., Liu H., Chen Z., Wu K., Lu N., Zhang Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. *Applied energy*, 2019, vol. 239, pp. 1190–1211.
5. Ado M.R., Greaves M., Rigby S.P. Effect of pre-ignition heating cycle method, air injection flux, and reservoir viscosity on the THAI heavy oil recovery process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 166, pp. 94–103.
6. Ivshin I.V., Safin A.R., Gibadullin R.R., Petrov T.I., Tsvetkov A.N., Nizamiyev M.F., Kornilov V.Yu. Analysis of the development of electric drives for oil rocking machines by the results of patent search. *Power engineering: research, equipment, technology*, 2019, vol. 21, no. 5, pp. 3–13. In Rus.
7. Khakimyanov M.I., Khusainov F.F., Shafikov I.N. Problems of improving the energy characteristics of downhole sucker rod pump electric drives. In Rus. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2017, no. 2 (35), pp. 35–40. Available at; [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2017-2\(35\)-35-40](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2017-2(35)-35-40) (accessed 15 November 2021).
8. Charonov V.Ya. *Avtomatizatsiya raboty osnovnogo oborudovaniya i problemy energosberezheniya na obyektakh neftegazodobychi* [Automation of main equipment operation and energy saving problems at oil and gas production facilities]. Almet'yevsk, Tatneft Publ., 1998. pp. 89–102.
9. Nafikov T. Telemetry data of oilfield facilities analysis for the purpose of monitoring and decision-making support at its operation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA, 2018.
10. Zyuzev A.M., Bubnov M.V., Mudrov M.V. Simulyator elektroprivoda shtangovoy glubinnoy nasosnoy ustanovki [Simulator of the electric drive of a sucker-rod pumping installation]. *Prom-Inzhiniring. Trudy II Mezhdunarodnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii* [Prom-Engineering. Proc. of the II international scientific and technical conference]. Chelyabinsk, South Ural State University (National Research University) Publ., 2016. pp. 347–350.
11. Pachin M.G., Khakimyanov M.I. Intektualnye resheniya dlya neftedobychi – stantsii upravleniya shtangovymi nasosami OAO «PNPPK» [Intelligent oil production solutions well pump VFD units designed by PNPPK OJSC]. *Burenie i nef't*, 2014, no. 9, pp. 58–62.

12. Ginzburg M.Ya., Shafirkin E.B., Lisov N.V., Khrunin S.V., Masalov Yu.P., Usachev O.I., Frolov A.A., Danilova S.V., Khait A.A. *Stantsiya upravleniya elektroprivodom pogruzhnogo nasosa* [Submersible pump electric drive control station]. Patent RF, no. 64275, 2007.
13. Li W., Vaziri V., Aphale S.S., Dong S., Wiercigroch M. Energy saving by reducing motor rating of sucker-rod pump systems. *Energy*, 2021, vol. 228, pp. 120618.
14. Ali-Zade P., Buruncuk K., Radjabli K., Mamadov H. Motor's expense repaid in savings. *IEEE Industry Applications Magazine*, 2006, vol. 12, no. 6, pp. 21–28.
15. Sadv V.B., Plotnikova N.V. Main functions of control system of the installation with the drive sucker rod pump. *2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. Chelyabinsk, Russia IEEE, 2016. pp. 1–4.
16. Shishlyannikov D., Lavrenko S. Pilot test results for promising drives of sucker-rod pumping units. *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. St. Petersburg, Russia IEEE, 2017. pp. 1–4.
17. Kassem S.A., Andreyev N.K., Akhmetgaryayev R.T. Direct torque control in an SRP unit induction electric drive. *Automated electric drive and industrial electronics*, 2016, no. 7, pp. 26–31. In Rus.
18. Solodkiy E.M., Kazantsev V.P., Dadenkov D.A. Improving the energy efficiency of the sucker-rod pump via its optimal counterbalancing. *2019 International Russian Automation Conference (RusAutoCon)*. Sochi, Russia, IEEE, 2019. pp. 1–5.
19. Peterson R.G., Smigura T., Brunings C.A., Quijada Salazar W.A., Gomez A.J. Production increases at PDVSA using an improved SRP control. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, 2006.
20. Wu J., Wu J.X. An SRP-based energy-efficient scheduling algorithm for dependent real-time tasks. *International Journal of Embedded Systems* 2, 2014, vol. 6, no. 4, pp. 335–350.
21. Khakimyanov M.I. *Povyshenie energoeffektivnosti i optimizatsiya rezhimov raboty elektroprivodov v nefteobryvayushchey promyshlennosti*. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk [Improving energy efficiency and optimizing the operating modes of electric drives in the oil industry. Dr. Diss. Abstract]. Ufa, 2019. 32 p.

Received: 2 March 2022.

Information about the authors

Maxim G. Pachin, head of the direction, LLC PNPPK-Kvantek.

Anton N. Yashin, postgraduate student, Ufa State Petroleum Technological University.

Andrey S. Bodylev, postgraduate student, Ufa State Petroleum Technological University.

Marat I. Khakimyanov, Dr. Sc., associate professor, head of the department, Ufa State Petroleum Technological University.

УДК 556.314

МИГРАЦИОННЫЕ ФОРМЫ ОСНОВНЫХ ИОНОВ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КУЗБАССА С АКЦЕНТОМ НА СОЕДИНЕНИЯ С ГУМУСОВЫМИ КИСЛОТАМИ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ)

Лепокурова Олеся Евгеньевна^{1,2},
LepokurovaOY@ipgg.sbras.ru

Трифонов Николай Сергеевич¹,
TrifonovNS@ipgg.sbras.ru

Домрочева Евгения Витальевна¹,
DomrochevaYV@ipgg.sbras.ru

¹ Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4.

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

Актуальность. При изучении формирования состава вод, богатых органическим веществом, необходимо учитывать органо-минеральные соединения, которые смещают равновесия в геохимических процессах (в растворении, выщелачивании, осаждении и соосаждении, сорбции, ионном обмене, окислении-восстановлении) в сторону водной фазы, тем самым непосредственно влияя на состав вод.

Цель: провести расчеты форм миграций основных ионов и некоторых микрокомпонентов, с акцентом на органо-минеральные комплексы, на основе имеющихся данных по составу вод, в том числе концентрациям фульво- и гуминовых кислот.

Объекты: подземные воды пермских терригенно-угленосных отложений (кольчугинская свита) Нарыкско-Осташкинской площади, циркулирующие на глубинах 0,4–1,2 км в зоне замедленного водообмена, а также вышележающие пресные подземные зоны активного водообмена, речные и озерные воды.

Методы. Химический и органический состав воды определялись стандартными методами в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Томского политехнического университета, определение фульвокислот (ФК) и гуминовых кислот (ГК) проводилось методом титрования по учету бихромата, расходуемого на окисление углерода фульвогуминовых кислот. Формы миграции гумусовых кислот рассчитывались с использованием программного комплекса HydroGeo.

Результаты. Путем термодинамических расчетов определены миграционные формы основных ионов и впервые гумусовых кислот, содержащихся в высоких концентрациях в природных водах Нарыкско-Осташкинской территории (Кузбасс). Установлено, что катионы мигрируют в простой ионной форме, но в зоне замедленного водообмена при высоких концентрациях гидрокарбонат-иона (содовые воды) значительную часть (до 50 %) начинают занимать их карбонатные формы. С фульвокислотами в значимых количествах (более 1 %) соединения образует лишь железо, но при определенных геохимических условиях. Сами гумусовые кислоты относительно своего содержания в водах в % соотношении хорошо связываются в комплексные соединения. Фульвокислоты почти полностью расходуются, отдавая предпочтение натрию, даже в кальциевых водах. Однако на общем содержании самого Na это мало отражается. Гуминовые кислоты в основном мигрируют с Mg и Ca, но чем более содовый состав вод, тем большее их количество остается в свободной форме.

Ключевые слова:

Формы миграции, расчетные методы исследований, основные ионы, органо-минеральные комплексы, фульво- и гуминовые кислоты, подземные воды, угленосные отложения, Кузнецкий бассейн.

Введение

Растворенное органическое вещество (РОВ) почти всегда присутствует в водах и, как отмечают многие исследователи, играет важную роль в формировании их химического состава. При этом особое значение среди РОВ имеют гумусовые вещества (ГВ) – высокомолекулярные соединения сложного строения, формирующиеся в почвенном слое в процессе химического и биохимического разложения растений. На их долю приходится до 60–70 % почвенного органического вещества (ОВ) и 30–50 % ОВ донных осадков [1]. При промывании почв атмосферными осадками в природные воды попадают водорастворимые соединения ГВ. Установлено [2], что в реки поступает до 13 % общего количества ГВ, ежегодно образующихся на суше. При этом в поверхностных водах ГВ

распространены весьма неравномерно, составляя от 10 до 30 % Сорг в морских водах, до 70–90 % в водах заболоченных территорий и около 50 % в водах озер [3–6]. В подземных водах вещества гумусового происхождения составляют 50–90 % от общего объема РОВ [7]. Наиболее подвижная и реакционноспособная компонента ГВ – гумусовые кислоты (ГФК): гуминовые кислоты (ГК) и фульвокислоты (ФК). ФК более светлые по окраске, чем ГК, в них содержится меньшее количество углерода, их можно рассматривать либо как продукты разложения ГК, либо как их предшественников. ГК и ФК имеют разную растворимость и разную подвижность. При этом поверхностные воды разных природно-климатических зон характеризуются различным соотношением ФК и ГК, определяемых спецификой почв [8]. Для подземных

вод это соотношение не так явно, источником органики здесь кроме почвы выступают горные породы, а также торф, уголь, горючие сланцы, залежи нефти и др.

Активный интерес исследователей к ГК связан с их способностью образовывать устойчивые комплексные соединения – элементоорганические соединения. Основной акцент изучения смещен при этом на микрокомпоненты: их миграцию с ГФК или сорбцию гумусовыми кислотами, особенно с образованием геохимических барьеров для токсичных, радиоактивных и прочих вредных элементов [9–33].

Однако, кроме микрокомпонентов, гумусовые кислоты, в первую очередь, влияют на миграционную способность основных катионов. ГФК, образуя комплексные соединения с основными ионами, смещают равновесия в геохимических процессах (в растворении, выщелачивании, осаждении и соосаждении, сорбции, ионном обмене, окислении-восстановлении) в сторону водной фазы [7]. Важно учитывать данные процессы при изучении формирования состава вод, особенно обогащенных РОВ. Тем более что для ФК и ГК определены и накоплены различные термодинамические параметры (энергии Гиббса, константы устойчивости соединений и т. д.), используемые в моделировании.

Основная задача данной работы – с целью выявления роли ОВ в формировании состава данных вод провести с использованием ПК HydroGeo термодинамические расчеты форм миграций основных ионов природных вод территории угленосных отложений, акцентируя внимание на комплексных соединениях с ГФК (с оценкой их содержаний и особенностей распределения). В качестве объекта исследований, кроме непосредственно подземных вод угленосных отложений, будут рассмотрены и вышезалегающие пресные воды, и даже поверхностные воды рек и озер.

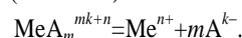
Методы исследования

За основу работы взяты результаты экспедиционных исследований, проведенных сотрудниками ТФ ИНГГ СО РАН в 2012, 2014 и 2020 гг. на территории Кузнецкого угольного бассейна. Всего было изучено 95 проб, из них: 4 озерных, 15 речных, 76 подземных вод. В полевых условиях измерялись температура, pH и Eh. Аналитические исследования проводились стандартными методами в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Томского политехнического университета, определение фульвокислот и гуминовых кислот проводилось методом титрования по учету бихромата, расходоуемого на окисление углерода фульвогуминовых кислот.

Формы миграции ГФК рассчитывались с использованием методов равновесной термодинамики в программном комплексе HydroGeo, разработанным М.Б. Букаты и сертифицированным в Росатомнадзоре [34]. Данный ПК базируется на методе констант равновесий, т. е. на алгоритме расчета химических равновесий по константам стехиометрических уравнений реакций. В систему вводятся результаты химического анализа воды, включая концентрации ОВ и ряд физи-

ческих параметров. В данном случае по каждой пробе воды вводились данные по температуре, pH, Eh, содержанию основных ионов (HCO_3^- , CO_3^{2-} (CO_2), SO_4^{2-} , Cl^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , Fe^{2+}), ОВ (ГК и ФК), а также PO_4^{3-} , Si и некоторых микроэлементов, содержание которых в водах очень высокое (Al, Br, Li, I, Ba, Zr, Ga). В результате гидрогеохимических расчетов получаются действительные (а не валовые) концентрации компонентов в растворе из ионных ассоциатов и комплексных соединений, включенных в систему моделирования.

Методика расчетов комплексообразования достаточно подробно изложена в книгах С.Р. Крайнова и Р.М. Гаррельса [7, 35]. Такие соединения образуются при взаимодействии иона-комплексообразователя (Me) и лигандов (A), в том числе и органического происхождения (ФК и ГК).



Характеристикой комплексного соединения служит константа устойчивости K_y :

$$K_y = \frac{[\text{MeA}_m^{mk+n}]}{[\text{Me}^{n+}][\text{A}^{k-}]^m},$$

где $[\text{Me}^{n+}]$ – молярная концентрация элемента с зарядом n^+ в незакомплексованной форме; $[\text{A}^{k-}]$ – молярная концентрация адденда А с зарядом k^- ; $[\text{MeA}_m^{mk+n}]$ – молярная концентрация комплексного соединения, имеющего суммарный заряд $mk+n$; m – координационное число.

Константы устойчивости некоторых соединений с гумусовыми кислотами представлены в табл. 1. Для своих расчетов мы использовали константы по данным [36].

Таблица 1. Константы устойчивости (K) некоторых комплексных соединений с ГК и ФК

Table 1. Stability constants (K) of some complexes with humic and fulvic acids

Формы миграций Migration forms	lgK	Литературный источник Literature data
Соединения с фульвокислотами Compounds with fulvic acids		
CaФК ⁰ /CaFA ⁰	3,64 3,64	[36] [37]
NaФК ⁻ /NaFA ⁻	4,37	[36]
(Na(ФК) ₂) ³⁻ /(Na(FA) ₂) ³⁻	7,60	[36]
MgФК ⁰ /MgFA ⁰	3,77 3,81	[36] [36]
(Mg(ФК) ₂) ²⁻ /(Mg(FA) ₂) ²⁻	6,69	[36]
KФК ⁻ /KFA ⁻	4,09	[36]
(Fe(ФК) ₂) ²⁻ /(Fe(FA) ₂) ²⁻	21,27	[36]
FeФК ⁰ /FeFA ⁰	17,71 4,67	[36] [38]
LiФК ⁻ /LiFA ⁻	4,95	[36]
(Li(ФК) ₂) ³⁻ /(Li(FA) ₂) ³⁻	8,69	[36]
BaФК ⁰ /BaFA ⁰	3,64	[36]
Соединения с гуминовыми кислотами Compounds with humic acids		
MgГК ⁰ /MgHA ⁰	3,22 3,26 3,67	[36] [37] [39]
CaГК ⁰ /CaHA ⁰	3,56 3,83	[36] [39]

Объект исследования

Основным объектом наших исследований являются подземные воды пермских терригенно-угленосных отложений (кольчугинская свита) Нарыкско-Осташкинской площади Ерунаковского района Кузнецкого бассейна. Однако традиционно [40–42] мы рассматриваем их в целом с другими водами террито-

рии как для сравнения, так и с целью проследить общую эволюцию вод. Геологические и гидрогеологические условия территории, химический (включая микрокомпоненты и гуминовые вещества) и изотопный состав вод уже неоднократно приводились [40–43]. Кратко опишем их с учетом вновь отобранных в 2020 г. проб воды.

Таблица 2. Химический состав природных вод Нарыкско-Осташкинской площади, мг/л /*мкг/л (пределы содержания и среднее значение)

Table 2. Chemical composition of the natural waters of the Naryksko-Ostashkinskaya area, mg/L/*µg/L (concentration limits and average value)

Элемент Element	Поверхностные воды Surface water		Подземные воды/Ground water		
	Озера Lakes (4)**	Реки Rivers (15)	активного в/о*** top (29)	верхняя часть замедленного в/о middle (20)	нижняя часть замедленного в/о (угольные) bottom (coal) (27)
TDS, г/л/g/L	0,1–0,8 0,5	0,3–0,7 0,4	0,4–0,8 0,5	0,8–4,0 2,1	4,9–25,1 13,6
pH	6,7–9,4 8,0	7,6–8,9 8,2	7,0–8,9 8,0	7,1–9,9 8,3	7,2–9,0 8,1
Eh, мВ/mV	100–196 141	59–202 171	–176–211 –99	–125–(–56) –100	–200–(–20) –103
Состав вод Chemical type	HCO ₃ –Ca		HCO ₃ –Na		
HCO ₃ [–]	100–512 287	230–532 303	250–580 381	570–2160 1278	2873–15494 8555
CO ₃ ^{2–}	≤3,0	3,6–24,0 8,3	≤3,0–18,0 2,8	≤3,0–980,9 156,2	≤3,0–1285,7 198,3
SO ₄ ^{2–}	2,0–145 64,1	3,9–51,5 14,0	0,2–16,9 6,7	2,1–69,5 22,0	0,2–48,2 5,3
Cl	2,0–10,9 5,2	1,0–3,4 1,8	0,7–5,7 4,5	2,0–124,0 35,6	30–5494 961
PO ₄ ^{3–}	0,07–0,07 0,07	0,014–0,126 0,073	0,07–0,70 0,03	0,009–0,196 0,079	0,009–1,260 0,282
Ca ²⁺	20–102 56	50–78 65	16–120 67	0,2–63,0 24,2	4,0–61,0 20,0
Mg ²⁺	8,5–64,1 28,9	7,9–22,0 12,6	1,2–30,5 13,5	0,8–20,7 9,4	2,4–79,3 21,8
Na ⁺	1,9–48,1 20,1	3–152 274	9–111 54	125–1357 562	1260–7230 3843
K ⁺	0,9–5,4 2,7	0,4–2,4 1,3	0,3–2,9 1,1	0,6–10 3,6	6,0–224 37
Fe	0,05–5,29 1,81	0,09–1,7 0,7	0,05–24,5 4,69	0,29–23,2 8,3	0,1–122,1 12,8
Si	0,29–3,01 1,75	1,53–9,19 4,16	0,86–10,77 6,82	3,30–47,6 11,24	2,76–20,83 11,23
C _{орг} /DOC	4,1–15,3 8,3	2,4–36,6 9,6	1,3–7,9 3,6	3,6–7,3 5,5	12,8–52,8 26,3
ГК/HA	0,61–1,51 1,11	0,34–1,54 0,86	0,1–2,01 0,56	0,16–8,16 2,79	0,17–1,14 0,69
ФК/FA	7,9–31,8 16,9	4,8–78,8 18,9	2,16–16,6 6,6	1,99–38,7 16,4	20,1–115,0 51,8
Al*	4,5–150,0 70,8	0,1–3,0 1,3	4,6–2400,0 410,9	20,0–3900,0 260,0	0,2–1000,0 84,3
Br	0,005–0,058 0,028	0,007–0,067 0,019	0,005–0,140 0,050	0,16–0,32 0,24	0,42–8,70 2,04
Li*	0,3–38,0 18,9	2,0–120,0 20,0	0,4–76,0 22,9	60,0–150,0 110,0	702,3–7000,0 2549,7
I*	9,0–36,0 24,0	1,4–230 5,9	0,3–53,0 19,3	56,0–69,0 63,0	35,0–460,0 172,0
Ba*	1,5–100,0 41,4	3,8–120,0 54,3	1,4–700,0 135,1	0,26–0,41 0,34	4671,1–19652,8 11446,4
Zr*	≤0,10–0,13 0,10	0,01–6,71 1,57	0,08–39,00 9,49	1,4–1,4 1,4	22,67–880,00 293,10
Ga*	0,4–4,9 2,6	0,2–8,6 2,4	0,02–46,0 7,84	15,0–22,0 19,0	0,05–1000 407,95

Примечание. **(4) – количество проб, ***в/о – водообмен.

Note. **(4) – number of samples, ***в/о – water exchange.

Озерные воды и воды прудов-отстойников (4 пробы). Это пресные (соленость или TDS 0,1–0,8 г/л), в основном щелочные (рН от 8,0 до 9,4), исключение составляет заболоченное озеро (рН 6,7), гидрокарбонатные кальциевые, в одном пруду – гидрокарбонатно-сульфатные кальциевые воды (название дается от большего к меньшему). Концентрации $C_{орг}$ варьируются от 4,1 до 15,3 мг/л. Гумусовые вещества представлены в основном ФК от 83,6 до 95,7 % (от 7,9 до 31,8 мг/л), ГК имеют подчиненное значение от 4,2 до 16,3 % (0,6–1,5 мг/л). Для озерных вод характерны достаточно низкие содержания микрокомпонентов.

Речные воды (15 проб). В пределах исследуемой площади отобраны пробы вод из рек Черновой Нарык (основная водная артерия), Казанчушка, Дарьина Речка, Березовая, Большая и Малая речка, Осиновка, Кедровка, Бугровка, Кыргай, Талда и безымянный ручей (рис. 1). Воды пресные (соленость 0,3–0,7 г/л) слабощелочные и щелочные (рН от 7,6 до 8,9) гидрокарбонатные кальциевые. Достаточно высокие содержания $C_{орг}$ – от 2,4 до 36,6 мг/л. Отношение фульвокислот к гуминовым кислотам такое же, как и для озерных вод. При этом содержание ФК меняется в широком интервале от 4,8 до 78,8 мг/л, а ГК в узком – от 0,3 до 1,5 мг/л. Микрокомпонентный состав самый бедный из представленных природных вод на площади.

Подземные воды зоны активного водообмена распространены в верхней части разреза, сложенной рыхлыми мезо-кайнозойскими отложениями. Это пресные (соленость от 0,4 до 0,8 г/л) воды, которые распространены до глубины ориентировочно 150–200 м. По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциевые, в основном нейтральные, реже слабощелочные и щелочные (рН от 7,0 до 8,9). Показатели РОВ занижены по сравнению с поверхностными водами: $C_{орг}$ от 1,3 до 7,9 мг/л. Несмотря на то, что концентрации ФК варьируют в узком диапазоне от 2,2 до 16,6 мг/л, в процентном соотношении от общего содержания гумусовых веществ разброс достаточно широкий – от 68,8 до 100 %. Поэтому превалирование ФК над ГК не всегда подавляющее, хотя в целом, конечно, значимое. Содержания ГК максимально достигают значений до 2,0 мг/л. Повсеместно содержания микрокомпонентов больше, чем для поверхностных вод территории и для подземных вод палеозойских отложений верхней динамической зоны региона [41].

Подземные воды зоны замедленного водообмена распространены на данной площади в песчаных средне-верхнепермских отложениях, частично в эффузивно-осадочных отложениях триаса. Верхняя граница их распространения находится на глубине 100–200 м.

В верхней части зоны (с интенсивно трещиноватыми породами) распространены воды уже с более высокой минерализацией (от 0,8 до 4,0 г/л) и высоким показателем рН (от 7,1 до 9,9), меняется и их состав: воды становятся гидрокарбонатными натриевыми. Залегают они на глубинах 150–400 м. Концентрации большинства микроэлементов и показателя $C_{орг}$ немного больше, чем в вышелегающих водах, но особых аномалий не отмечается. Однако содержание

ГФК в 2,5–5 раз превышено (от 2,1 до 41,3 мг/л). При этом отношение ФК/ГК более однородное – от 0,7 до 0,95.

В нижней части зоны замедленного водообмена (зона затухающей трещиноватости), на глубинах начиная с 400–500 и до 1200 м, а возможно, и ниже, развиты солоноватые и даже соленые (до 25 г/л и выше) содовые воды. Эти воды приурочены уже непосредственно к интервалу распространения угольных отложений. Столь высокая минерализация для содовых вод формируется за счет продолжающегося увеличения содержания HCO_3^- и Na. В составе водорастворенного газа превалирует метан (70–99 %). По сравнению с вышелегающими данными воды обогащены органическими веществами: $C_{орг}$ изменяется от 12,8 до 52,8 мг/л. Отношение ФК к ГК стабильное, доля ФК составляет от 96,9 до 99,5 % (от 20,1 до 115,0 мг/л). Концентрации гуминовых кислот значительно меньше, от 0,2 до 1,1 мг/л. Для данных вод выявлен широкий спектр микрокомпонентов в достаточно высоких концентрациях.

Более детальное изучение РОВ в водах угленосных отложений показано в работе [41], какие-либо закономерности изменения их содержания от солености вод, химического состава, рН и глубины не были четко выявлены, что связано со сложными процессами преобразования органического вещества. При этом влияние угля в зоне замедленного водообмена сказывается не только на концентрации в водах РОВ, но и на увеличении общей минерализации вод по схеме $C_{уголь} \rightarrow \text{CO}_2 \rightarrow \text{HCO}_3^- \rightarrow \text{TDS}$ (минерализация). Это является интересным парадоксом, когда содовые воды достигают минерализации 25 г/л и выше, что не характерно для них [44]. Далее закономерно встал вопрос, как РОВ влияет на формы миграций основных ионов и в целом насколько значимо это влияние. Ниже попытаемся это разобрать.

Результаты исследования и их обсуждение

В начале были проведены расчеты всех возможных форм нахождения основных катионов и части микрокомпонентов, чтобы оценить влияние каждого лиганда на миграцию в водах, а следовательно, и на формирование химического состава вод, в том числе чтобы посмотреть какую долю занимают при этом ГФК. Результаты проведенных расчетов представлены в табл. 3. В ней показаны только соединения в количествах более 1 % от валового содержания каждого компонента.

Согласно расчетам, основные катионы, такие как Ca^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} , K^+ , мигрируют в простой ионной форме. Меньше всех образуют соединения натрия и калия, больше всех – железо.

Наибольший вклад в комплексообразование с кальцием и магнием вносят карбонатные и гидрокарбонатные комплексы (CaCO_3^0 , $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2^0$, $\text{Ca}(\text{CO}_3)_2^{2-}$, $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2^0$, MgCO_3^0 , $(\text{MgHCO}_3)^+$, $(\text{Mg}(\text{CO}_3)_2)^{-}$, $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2^0$). При этом в направлении поверхностные воды – подземные воды активного водообмена – подземные воды замедленного водообмена они увеличиваются в количестве форм и их со-

держаниях. Больше всего их в водах угольных отложений (в сумме в среднем до 50 %). Это связано с высокими концентрациями в водах гидрокарбонат-иона (до 15,5 г/л). В поверхностных водах имеются также

сульфатные формы (CaSO_4^0 , MgSO_4^0). Но большая часть Ca^{2+} и Mg^{2+} , как уже было сказано выше, находится в виде незакомплексованных ионов (от 26,9 до 96,4 %).

Таблица 3. Результаты расчетов форм миграции основных катионов и некоторых микроэлементов природных вод Нарыкско-Осташкинской площади (пределы содержания и среднее значение), % от валовых растворенных форм элемента

Table 3. Results of calculations of migration forms of basic cations and some trace elements of natural waters of the Narykско-Ostashkinskaya area (limits of contents and average value), % of the gross dissolved forms of the element

Элемент Elements	Формы миграции Migration forms (>1 %)	Поверхностные воды/Surface water		Подземные воды/Ground water		
		Озера Lakes (4)	Реки Rivers (15)	активного в/о top (29)	верхняя часть замедленного в/о middle (20)	нижняя часть замедленного в/о (угольные) bottom (coal) (27)
Ca^{2+}	Ca^{2+}	<u>76,7–87,6</u> 82,2	<u>74,1–95,7</u> 91,3	<u>78,8–95,2</u> 90,3	<u>26,9–92,6</u> 68,5	<u>28,2–96,4</u> 51,6
	CaCO_3^0	<u>2,9–20,8</u> 11,9	<u>0,85–19,7</u> 4,4	<u>0,3–17,0</u> 4,9	<u>0,6–37,3</u> 13,2	<u>0,5–27,0</u> 10,7
	CaSO_4^0	<u>0,4–4,5</u> 2,5	<u>0,2–1,9</u> 0,6	–	–	–
	$\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2^0$	<u>1,1–4,2</u> 2,7	<u>2,7–5,3</u> 3,2	<u>2,5–5,6</u> 4,0	<u>0,6–14,1</u> 8,2	<u>0,6–20,6</u> 15,1
	CaOH^+	–	–	<u><0,1–2,00</u> 0,12	–	–
	$\text{Ca}(\text{CO}_3)_2^{2-}$	–	–	–	<u><0,1–38,8</u> 7,4	<u>0,1–43,3</u> 7,4
	$\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2^0$	–	–	–	<u><0,1–6,2</u> 2,3	<u><0,1–26,9</u> 15,0
Na^+	Na^+	<u>98,6–99,1</u> 98,9	<u>97,9–99,2</u> 98,9	<u>98,7–99,2</u> 99,0	<u>94,8–98,8</u> 96,5	<u>83,0–95,0</u> 89,2
	NaHCO_3^0	–	–	–	<u>0,6–4,7</u> 2,5	<u>1,1–15,9</u> 9,3
	$\text{Na}(\text{CO}_3)^-$	–	–	–	–	<u>0,1–3,9</u> 1,0
	NaCl^0	–	–	–	–	<u><0,1–5,8</u> 0,3
Mg^{2+}	Mg^{2+}	<u>86,7–88,0</u> 87,3	<u>83,3–96,2</u> 93,5	<u>87,1–95,4</u> 92,4	<u>47,2–93,3</u> 76,5	<u>46,9–77,4</u> 60,0
	MgCO_3^0	<u>1,4–10,8</u> 6,1	<u>0,4–10,2</u> 2,1	<u>0,1–8,7</u> 2,4	<u>0,3–28,9</u> 8,7	<u>0,7–21,7</u> 6,5
	MgSO_4^0	<u>0,6–6,0</u> 3,3	<u>0,3–2,6</u> 0,9	–	–	–
	$(\text{MgHCO}_3)^+$	<u>1,2–4,2</u> 2,7	<u>2,7–5,3</u> 3,2	<u>2,6–5,5</u> 4,0	<u>11,0–14,6</u> 8,6	<u>2,1–26,7</u> 18,2
	$(\text{Mg}(\text{CO}_3)_2)^{2-}$	–	–	–	<u>0–23,9</u> 4,4	<u>0,1–26,5</u> 3,7
	$\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2^0$	–	–	–	–	<u>0,1–21,9</u> 10,5
K^+	K^+	<u>98,3–99,3</u> 98,9	<u>98,5–99,3</u> 99,0	<u>98,7–99,3</u> 99,1	<u>94,9–98,7</u> 96,8	<u>85,1–97,8</u> 89,9
	KHCO_3^0	–	–	–	<u>0,7–4,9</u> 2,5	<u>1,0–14,5</u> 9,4
$\text{Fe}^{2+,3+}$	$(\text{Fe}(\text{OH})_4)^-$	<u>35,9–93,1</u> 64,5	<u>0,1–81,7</u> 36,2	<u><0,1–77,7</u> 14,9	<u><0,1–98,4</u> 26,1	<u><0,1–96,0</u> 26,8
	$\text{Fe}(\text{OH})_3^0$	<u>6,9–62,3</u> 34,6	<u><0,1–77,9</u> 43,3	<u><0,1–80,2</u> 36,5	<u><0,1–79,1</u> 8,9	<u><0,1–71,2</u> 22,5
	Fe^{2+}	–	<u><0,1–72,2</u> 12,9	<u><0,1–77,8</u> 20,5	<u><0,1–87,1</u> 32,7	<u><0,1–98,3</u> 26,8
	FeCO_3^0	–	<u><0,1–41,0</u> 5,1	<u><0,1–61,9</u> 15,5	<u><0,1–57,9</u> 25,5	<u><0,1–74,9</u> 15,1
	$(\text{FeHCO}_3)^+$	–	<u><0,1–3,1</u> 0,5	<u><0,1–4,3</u> 0,9	<u><0,1–10,9</u> 4,4	<u><0,1–12,4</u> 3,8
	FeFK^0	–	–	<u><0,1–67,9</u> 2,3	–	–
	$\text{Fe}(\text{FK}_2)^{2-}$	–	–	–	–	<u><0,1–45,2</u> 2,8
	$(\text{Fe}(\text{OH})_2)^+$	–	–	<u><0,1–20,1</u> 3,4	–	<u><0,1–3,9</u> 0,7
	FeOH^+	–	–	<u>1,1–7,4</u> 1,6	–	–
	$\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2^0$	–	–	–	<u><0,1–13,2</u> 4,2	<u><0,1–30,4</u> 11,2

Li ⁺	Li ₂ CO ₃ ⁰	87,1–87,9 87,5	37,4–97,4 72,4	20,0–93,6 72,7	85,9–94,6 90,2	97,9–99,6 99,2
	Li ⁺	11,5–12,7 12,1	2,5–59,8 26,5	6,2–76,8 26,2	5,0–13,3 9,1	–
Br ^{5+,7+}	(BrO ₄) ⁻	88,9–100,0 97,2	<0,1–100,0 57,1	<0,1–100,0 37,2	100,0	100,0
	(BrO ₃) ⁻	<0,1–11,1 2,8	<0,1–100,0 42,9	<0,1–100,0 61,2	–	–
Ba ²⁺	Ba ²⁺	81,1–89,9 85,5	79,4–90,4 87,5	82,0–87,9 85,4	74,7–78,9 76,8	26,1–50,8 32,8
	(BaHCO ₃) ⁺	4,2–12,7 8,5	8,3–15,8 10,1	9,7–16,1 12,5	18,5–21,2 19,8	32,7–35,7 34,4
	BaCO ₃ ⁰	0,6–5,1 2,8	0,2–4,4 1,0	–	–	–
	BaSO ₄ ⁰	0,5–4,3 2,4	–	–	–	–
	(Ba(CO ₃) ₂) ²⁻	–	–	–	2,1–3,0 2,5	14,1–38,0 29,4
	(Ba(HCO ₃) ₂) ₂	–	–	–	–	<0,1–4,9 1,2
Al ³⁺	(AlO(OH)) ₂ ⁻	49,4–50,0 49,7	48,5–49,9 49,5	4,4–49,9 43,7	1,4–50,0 41,2	1,1–50,0 37,4
	(AlO ₂) ⁻	45,9–46,4 46,1	45,0–46,3 45,9	4,1–46,3 40,5	1,3–46,4 38,3	1,1–47,3 34,9
	(Al(OH)) ₄ ⁻	3,6–3,7 3,6	3,5–3,6 3,6	3,1–40,5 43,7	0,1–3,6 3,0	0,1–3,6 2,7
	Al(CO ₃) ₃ ⁰	–	–	<0,1–90,1 16,0	<0,1–96,9 22,0	<0,1–97,6 27,7
	Al(OH) ₃ ⁰	–	–	0,1–3,9 1,6	<0,1–4,5 1,0	–
Si ⁴⁺	(HSi ₂ O ₆) ³⁻	100,0				
Ga ³⁺	(GaO ₂) ⁻	100,0				
I ⁷⁺	(IO ₄) ⁻	100,0				
Zr ^{2+,4+}	(HZrO ₃) ⁻	Низкие концентрации Low concentrations Zr	50,7–51,1 50,9	45,7–51,1 48,8	Низкие концентрации Low concentrations Zr	50,0–51,6 51,1
	(Zr(OH ₅) ⁻		47,7–48,1 47,8	0,4–5,9 2,7		46,9–48,0 47,6
	ZrO ₂ ⁰		–	0,4–5,4 2,5		–
	Zr(OH) ₄ ⁰		–	0,4–5,4 2,5		–

Натрий и калий практически не образуют комплексных соединений, лишь в подземных водах замедленного водообмена появляются их карбонатные формы (NaHCO₃⁰, (NaCO₃)⁻, KHCO₃⁰) в среднем в значениях до 10 %. Из-за высоких концентраций хлора в водах угольных отложений иногда может образовываться NaCl⁰.

Самая интересная ситуация с ионом железа. Оно (двух- и трехвалентное) образует широкий спектр различных форм: гидроксидные соединения ((Fe(OH))₄⁻, Fe(OH)₃⁰, (Fe(OH)₂)⁺, FeOH⁺), карбонатные и гидрокарбонатные формы (FeCO₃⁰, (FeHCO₃)⁺, Fe(HCO₃)₂⁰), органоминеральные с фульвокислотами (FeФК⁰, Fe(ФК)₂²⁻). Эти формы нестабильны и постоянно меняются.

В целом можно отметить большую предрасположенность поверхностных вод образовывать гидроксидные формы железа (в основном трехвалентного), а подземных – карбонатные (двухвалентного) (рис. 1, а). Однако в подземных водах, особенно угленосных отложений, ситуация очень противоречивая: резко меняются гидроксиды (от 0 до 100 %) и карбонаты (от 0 до 83 %).

Как видно из табл. 3, железо – единственный компонент (из изученных нами), который образует с фульвокислотами соединения в значимых количествах (более 1 %), правда только в подземных водах активного водообмена (FeФК⁰ до 67,9 %, в среднем

2,3 %, при встречаемости менее 50 %) и нижней части замедленного водообмена, т. е. в интервале распространения угленосных отложений (Fe(ФК)₂²⁻ до 45,2 %, в среднем 2,8 %, при встречаемости менее 8 %). Более детальное изучение вод, для которых характерна большая связываемость с ФК (28–68 %), показало, что рН таких вод в пределах 7,7–8,1 и Eh – 153–(-100) мВ, концентрации железа составляют от 0,5 до 11,0 мг/л, а ФК – от 8 до 52 мг/л. Таким образом, необходимо сочетание сразу нескольких параметров: слабощелочная и глеевая среда с относительно высокими содержаниями железа и фульвокислот одновременно.

Считается, что комплексные соединения с органическими веществами способны противостоять гидролизу железа [45]. Однако при высоких значениях рН (в данном случае >8) концентрация иона OH⁻ высокая и вытесняет анионы фульвокислот из координационной сферы комплексных соединений [7]. Таким образом, связь должна быть обратно пропорциональная, однако, судя по рисунку 1, b, это не так очевидно. Уверенно можно сказать, что в водах с высоким содержанием фульвосоединений железа практически отсутствуют его гидроксиды и наоборот: или все эти комплексы присутствуют в минимальных концентрациях, или отсутствуют вовсе (рис. 1, b).

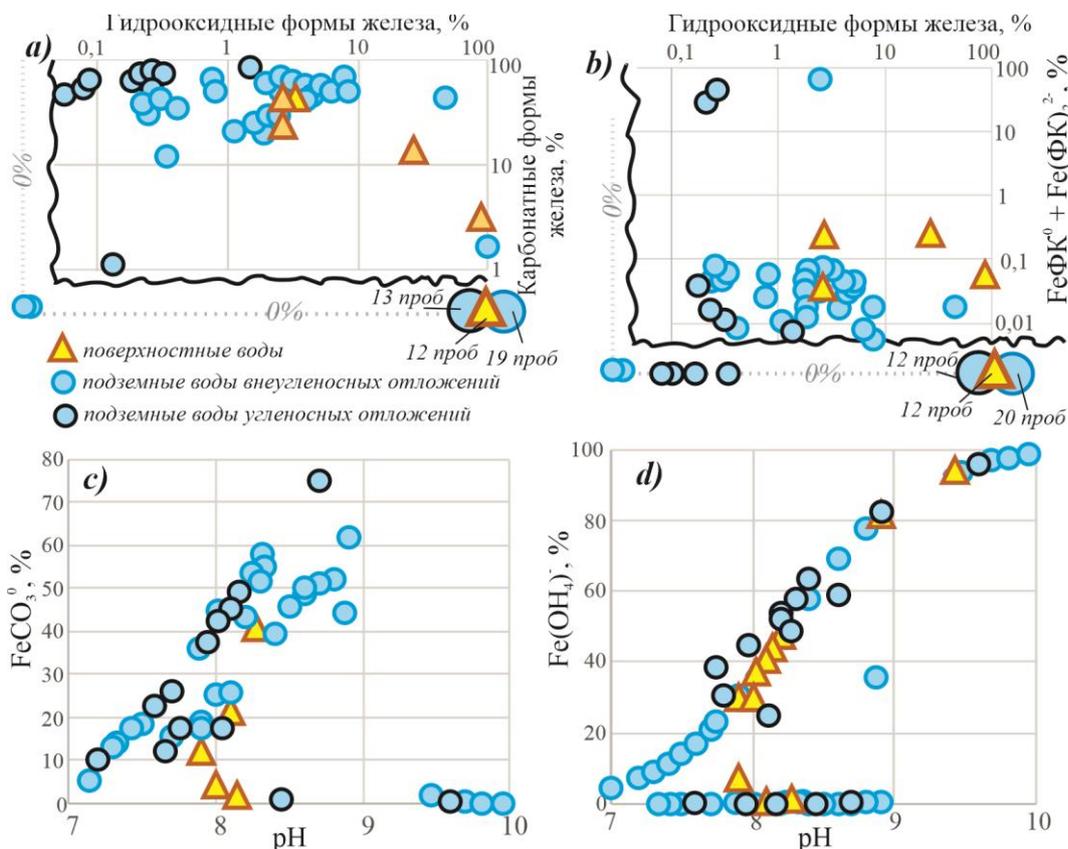


Рис. 1. Некоторые зависимости форм миграции железа: гидроксидные формы от карбонатных (а) и фульвосоединений (б); $FeCO_3^0$ (с) и $Fe(OH)_4^-$ (д) от показателя рН

Fig. 1. Some dependences of the form of iron migration: hydroxide forms on carbonate (a) and fulvic compounds (b); $FeCO_3^0$ (c) and $Fe(OH)_4^-$ (d) on pH

При отдельном рассмотрении влияния рН, Eh и концентраций железа на формы миграции трудно что-то сказать. Видимо, все факторы действуют комплексно. Концентрация формы $FeCO_3^0$ четко возрастает с увеличением рН до 8,5–8,7, а затем резко падает до нуля (рис. 1, с), с рН более 9 превалирует $Fe(OH)_4^-$ (от 93 до 98 %) (рис. 1, д).

Анализ миграции микрокомпонентов также позволяет выделить некоторые их особенности. Литий мигрирует в основном в карбонатной форме во всех типах вод, барий – в незакомплексованном виде, а бром, алюминий, кремний, галлий, йод, цирконий – в оксидных и гидроксидных формах (табл. 3). Эти элементы в высоких концентрациях присутствуют в водах угленосных отложений (табл. 2). Но каких-либо закономерностей их миграции, в отличие от других природных вод, не отмечается. Как и то, что комплексные соединения с ГФК в значимых концентрациях для них не характерны.

Таким образом, кроме железа, остальные катионы и микроэлементы активно не образуют органоминеральные соединения. Основная причина этого кроется (кроме возможных особенностей геохимической среды) в том, что, несмотря на достаточно высокие концентрации в водах ГФК, этого недостаточно для связывания макрокомпонентов, содержания которых на 1–2, а в случае минерализованных содовых вод угленосных отложений и на 3, порядка выше.

Чтобы более детально рассмотреть миграцию ГФК, отдельно приведем формы только с ними и относительно уже концентраций самих ГФК (табл. 4), т. е. разберем сколько в % расходуется имеющихся в водах ГФК и на какие соединения.

Фульвокислоты, как уже говорилось, имеют большую способность к комплексообразованию по сравнению с гуминовыми кислотами. Как показали расчеты, они образуют 10 соединений: 7 из них представлены в табл. 4, а 3 (это $(Na(ФК)_2)^{3-}$, $(Mg(ФК)_2)^{2-}$, $(Fe(ФК)_2)^{2-}$) появляются в значениях $<0,1$ % и поэтому здесь не приведены.

В виде собственно $(ФК)^{2-}$ фульвокислоты мигрируют незначительно, самые максимальные значения, которые характерны для поверхностных вод, – до 18,6 %, в среднем 8,7 % (рис. 2, а). В подземных водах доля свободных ФК уменьшается, и в водах угленосных отложений они практически полностью расходуются на комплексообразование.

Комплексное соединение в виде $NaФК^-$ превалирует среди других соединений ФК во всех природных водах территории, даже в поверхностных (28,1–81,4 %), где натрий не является основным катионом (рис. 2, а). Чем более содовый состав вод, тем интенсивнее ФК соединяется с Na, достигая в минерализованных содовых водах почти 100 % (в среднем составляя 99,4 %). Однако в пересчете на валовое содержание натрия с фульвокислотами максимально

связывается: в поверхностных водах до 1,4 % Na, в пресных подземных водах до 0,4 % Na, в содовых подземных водах и того меньше – до 0,2 % Na (рис. 2, b). Таким образом, несмотря на то, что фульвокислоты

практически полностью тратятся на комплексообразование (в водах угленосных отложений только с NaFC^-), на концентрацию самого натрия в водах это практически не влияет.

Таблица 4. Результаты расчетов форм миграции гумусовых кислот в природных водах Нарыкско-Осташкинской площади (пределы содержания и среднее значение)

Table 4. Results of calculations of the forms of migration of humic acids in the natural waters of the Naryksko-Ostashkinskaya area (limits of contents and average value)

Формы миграций Migration forms	Поверхностные воды/Surface water		Подземные воды/Ground water		
	Озера Lakes (4)	Реки Rivers (15)	активного в/о top (29)	верхняя часть замедленного в/о middle (20)	нижняя часть замедленного в/о (угольные) bottom (coal) (15)
Соединения с фульвокислотами, % от ФК Migration forms with fulvic acids, % of FA					
$\text{NaFC}^-/\text{NaFA}^-$	28,1–81,4 55,9	26,4–94,9 59,7	47,3–96,8 79,5	93,3–99,7 98,3	97,4–99,8 99,4
$\text{MgFC}^0/\text{MgFA}^0$	6,5–23,7 16,9	1,3–15,1 8,8	0,2–13,8 5,0	<0,1–1,3 0,3	<0,1
$\text{CaFC}^0/\text{CaFA}^0$	7,7–25,2 14,9	2,1–42,5 22,7	0,8–33,8 10,9	<0,1–3,0 0,4	<0,1
$(\text{FC})^2-/(\text{FA})^2-$	2,6–18,6 8,7	1,0–12,9 6,8	1,2–8,1 3,2	0,2–1,2 0,5	0,1–0,2 0,1
$\text{KFC}^-/\text{KFA}^-$	1,6–4,2 3,4	0,4–2,9 1,7	0,1–1,9 0,7	<0,1–0,7 0,2	<0,1–2,2 0,4
$\text{FeFC}^0/\text{FeFA}^0$	–	<0,1–2,5 0,7	0,1–4,9 1,3	<0,1–3,0 0,5	<0,1
$\text{LiFC}^-/\text{LiFA}^-$	0,05–0,14 0,09	0,02–0,17 0,10	0,01–0,55 0,14	0,02–0,05 0,04	<0,01–0,01 <0,01
$\text{BaFC}^0/\text{BaFA}^0$	0,001–0,002 0,002	0,001–0,009 0,005	<0,001–0,024 0,006	0,001–0,003 0,002	<0,001–0,006 0,001
Соединения с гуминовыми кислотами, % от ГК Migration forms with humic acids, % of HA					
$(\text{ГК})^2-/(\text{НА})^2-$	19,8–40,4 30,7	22,5–35,6 25,5	18,2–62,2 29,8	29,3–97,9 69,8	72,5–97,8 91,3
$\text{MgГК}^0/\text{MgНА}^0$	14,4–25,8 19,2	6,5–15,6 9,6	1,8–17,7 9,0	0,9–16,0 6,9	0,5–9,6 3,4
$\text{CaГК}^0/\text{CaНА}^0$	41,5–59,0 50,0	49,6–70,8 64,9	35,5–72,5 61,2	0,3–62,0 23,3	1,2–18,9 5,2

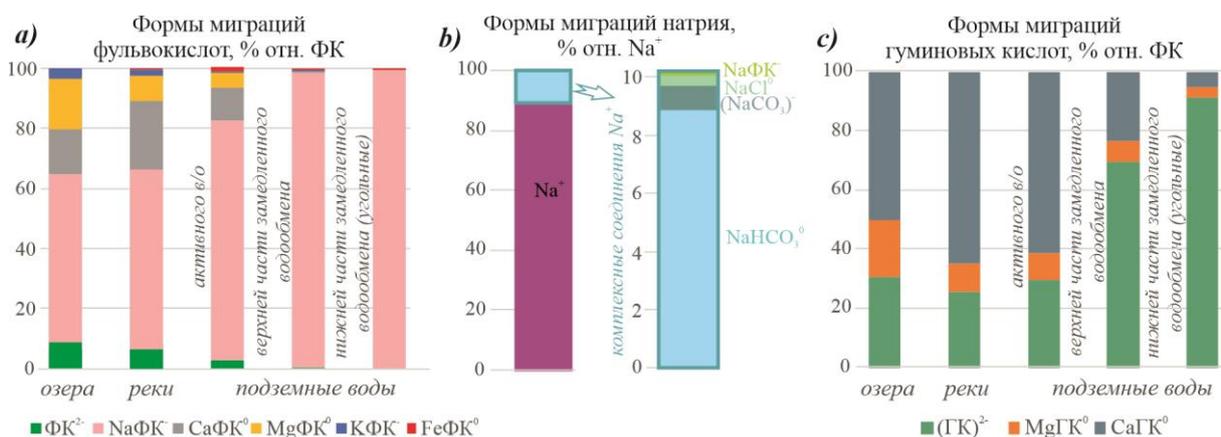


Рис. 2. Особенности миграции гумусовых кислот в различных объектах природных вод территории. Основные формы миграций: а) фульвокислот; б) Na^+ и доля NaFC^0 относительно концентраций натрия; в) гуминовых кислот

Fig. 2. Features of migration of humic acids in various objects of natural waters of the territory. The main forms of migration of: а) fulvic acids; б) Na^+ and the proportion of NaFA^0 relative to sodium concentrations; в) humic acids

В поверхностных и пресных подземных водах активного водообмена среди основных форм миграции ФК можно выделить также MgFC^0 и CaFC^0 примерно в равных долях. Также на одном уровне с ними мигрируют KFC^- и FeFC^0 , но не превышают 5 % от

ФК. Интересно обстоит дело с железом, которое, как было сказано выше, достаточно хорошо связывается с фульвокислотами, однако доля связывания ФК с Fe меньше. Ситуация как с NaFC^- , только наоборот, концентрации ФК в 2–10 раз выше, чем железа.

Из введенных нами в программный комплекс микрокомпонентов соединения с фульвокислотами образуют лишь Li и Ba, в значениях невысоких – <0,1 %. Однако в пересчете на концентрацию лития и только для речных вод получается, что LiФК⁻ захватывает до 1,3 % Li (правда в среднем всего 0,5 %). В остальных водах намного меньше. Стоит оговориться, что в работе рассмотрен не весь спектр микрокомпонентов, поэтому все возможные результаты неизвестны.

Гуминовые кислоты образуют только два значимых соединения (CaГК⁰ и MgГК⁰) и охотно мигрируют в свободной форме (рис. 2, с). В поверхностных и пресных подземных водах активного водообмена преимущество остается за CaГК⁰. По литературным источникам считается, что Ca имеет особое родство с ГК по сравнению с Mg [6, 46, 47]. Однако здесь это не очевидно, просто содержание кальция в водах выше, чем магния. В любом случае в среднем только 0,01 % Mg и 0,03 % Ca связывается с ГК. В содовых водах замедленного водообмена доли CaГК⁰ и MgГК⁰ резко падают, а с Na гуминовые кислоты комплексные соединения не образуют, предпочитая мигрировать в водах угленосных отложений практически в чистом виде (72,5–97,8 %). Таким образом, на формирование вод ГК оказывают малое влияние, незначительно связывая лишь магний и кальций.

Заключение

Расчеты форм миграций основных ионов, части микрокомпонентов и гумусовых кислот в природных водах (речных, озерных, подземных активного и замедленного водообменов) одной из угленосных площадей Кузнецкого бассейна (Нарыкско-Осташкинской) показали следующие результаты.

1. Главные катионы Ca²⁺, Na⁺, Mg²⁺, K⁺ в основном мигрируют в простой ионной форме. Однако высокие концентрации гидрокарбонат-иона в подземных водах замедленного водообмена обеспечили значительную долю формирования карбонатных и гидрокарбонатных форм Ca²⁺ (в среднем до 50 % от валового содержания), Mg²⁺ (до 40 %), Fe²⁺ (до 30 %), а также Li⁺, Ba²⁺, Al³⁺, и даже K⁺, Na⁺ (до 10 %), для которых крайне нехарактерно образование соединений. Гидрооксидные и оксидные формы встречаются во всех типах вод для Fe, Br, Al, Si, Ga, I, Zr.
2. Несмотря на высокие концентрации в водах гумусовых кислот, только железо образует органоминеральные комплексы с фульвокислотами в значимых количествах (более 1 %), и только в подземных водах, в том числе в интервале распространения угленосных отложений. Для наибольшей связываемости необходимы, по всей видимости: слабощелочная глеевая среда с высокими со-

держаниями железа и фульвокислот одновременно. В более щелочной (pH>8) и окислительной среде ион OH⁻ вытесняет анионы фульвокислот из комплексных соединений.

3. Основная причина, почему главные ионы не образуют в больших количествах органоминеральные соединения, – недостаточное количество ГФК для их связывания. Их концентрации на порядок, а то и на несколько порядков, меньше, чем содержание катионов.
4. Тем не менее сами гумусовые кислоты относительно своего содержания в водах хорошо связываются в комплексные соединения, прежде всего это характерно для фульвокислот. В свободной ионной форме они могут незначительно мигрировать только в поверхностных водах. В подземных водах они полностью расходуются на комплексные соединения, отдавая предпочтение натрию, даже в кальциевых водах. Гуминовые кислоты, наоборот, лучше образуют комплексы в поверхностных и пресных подземных водах, а в содовых подземных водах предпочитают оставаться в свободной форме. Причина этого в отсутствии Mg и Ca, только с ними они связываются в соединения.
5. Таким образом, непосредственно в водах угленосных отложений, несмотря на самые высокие концентрации РОВ, на первое место выходят карбонатные и гидрокарбонатные формы миграции. Основная роль органики в формировании состава изученных вод заключается в образовании высоких концентраций того же гидрокарбонат-иона и небольшом подкислении среды. Распространение комплексных соединений основных ионов с ГФК в значимых концентрациях не характерно, в том числе и для микрокомпонентов. Последние в высоких концентрациях присутствуют в водах угленосных отложений, но каких-либо особенностей их миграции, в отличие от других природных вод, для них не отмечено. Фульвокислоты почти полностью тратятся на соединения с Na, но на концентрации самого натрия это мало отражается.
6. В конце можно отметить, что это только расчетные исследования, которые необходимо подтверждать натурными наблюдениями, что мы и планируем сделать далее.

Проведение термодинамического моделирования численных форм миграции элементов в водах выполнено при финансовой поддержке проекта фундаментальных научных исследований РАН № 0266-2022-0016, полевые и аналитические работы по химическому составу вод – при поддержке РФФИ проекта № 20-05-00127, аналитические работы по исследованию гумусовых кислот – при поддержке РНФ проекта № 20-77-10084.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A physicochemical model of metal-humate interactions / N.D. Bryan, D.M. Jones, M. Appleton, F.R. Livens, M.N. Jones, P. Warwick, S. King, A. Hall // The Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 2. – P. 1291–1300.
2. Комплексообразование благородных металлов с фульвокислотами природных вод и геохимическая роль этих процессов / Г.М. Варшал, Т.К. Велюханова, И.Я. Кошечева, И.В. Кубракова, Н.Н. Баранова // Аналитическая химия редких элементов. – М.: Наука, 1988. – С. 112–146.
3. Effect of kinetics of complexation by humic acid on toxicity of copper to Ceriodaphnia Dubia / H. Ma, S.D. Kim, D.K. Cha,

- H.E. Allen // *Environmental Toxicology and Chemistry*. – 1999. – V. 18. – № 5. – P. 828–837.
4. H Xue., Sigg L. Comparison of the complexation of Cu and Cd by humic or fulvic acids and by ligands observed in lake waters // *Aquatic Geochemistry*. – 1999. – V. 5. – P. 313–335.
 5. Lu X.Q., Hanna J.V., Johnson W.D. Source indicators of humic substances: an elemental composition, solid state ¹³C CP/MAS NMR and Py-GC/MS study // *Apply Geochemistry*. – 2000. – 15:1019–1033. DOI: 10.1016/S0883-2927(99)00103-1.
 6. Гаськова О.Л., СклярOVA О.А. Влияние природных органических кислот на отношение Mg/Ca в донных осадках высокоминерализованных озер // *Геология и геофизика*. – 2013. – Т. 54. – № 6. – С. 829–840.
 7. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. – М.: Изд-во «ЦентрЛитНефтеГаз», 2012. – 672 с.
 8. Орлов Д.С., Бирюкова О.Н., Суханова Н.И. Органическое вещество почв Российской Федерации. – М.: Изд-во «Наука», 1996. – 256 с.
 9. Mantoura R.F., Dickson A., Riley S.P. The complexation of metals with humic materials in natural waters // *Estuarine and Coastal Marine Science*. – 1978. – V. 6. – P. 387–408.
 10. Об ассоциации фульвокислот в водных растворах / Г.М. Варшал, И.С. Инцирвели, И.С. Сироткина, И.В. Колосов, И.Я. Кошечева // *Геохимия*. – 1975. – № 10. – С. 1581–1585.
 11. The promoted dissolution of copper oxide nanoparticles by dissolved humic acid: copper complexation over particle dispersion / S. Liu, Y. Liu, B. Pan, Y. He, B. Li, D. Zhou, Y. Xiao, H. Qiu, M. Vijver, W. Peijnenburg // *Chemosphere*. – 2020. – V. 245. – Article number 125612.
 12. Махарадзе Г.А. Формы миграции меди и гумусовых кислот в поверхностных водах: дис. ... канд. хим. наук. – М., 1984. – 161 с.
 13. Лапин И.А., Красюков В.Н. Роль гумусовых веществ в процессах комплексообразования и миграции металлов в природных водах // *Водные ресурсы*. – 1986. – № 1. – С. 134–145.
 14. Insight into efficient complexation mechanism of Cd (II) to hyperthermophilic compost-derived humic acids by two dimensional correlation analyses / P. Wen, J. Tang, X. Cai, X. Liu, Z. Yu, J. Lu, S. Zhou // *Spectroscopy and spectral analysis*. – 2020. – V. 40 (5). – P. 1534–1540.
 15. Thermodynamic study of the complexation of humic acid by calorimetry / S. Kimuro, A. Kirishima, Y. Kitatsuji, K. Miyakawa, D. Akiyama, N. Sato // *Journal of chemical thermodynamics*. – 2019. – V. 132. – P. 352–362.
 16. Lenhart J.J., S Cabaniss.E., MacCarthy P. Uranium(VI) complexation with citric, humic and fulvic acids // *Radiochimica Acta*. – 2000. – V. 88. – P. 345–353.
 17. Steinberg S., Hodge V. Lead complexation by humic acids and their analogs: a voltammetric study // *Environments*. – 2020. – V. 7 (11). – Article number 94.
 18. Elkins K.M., Nelson D.J. Fluorescence and FT-IR spectroscopic studies of Suwannee river fulvic acid complexation with aluminum, terbium and calcium // *Journal of Inorganic Biochemistry*. – 2001. – V. 87. – P. 81–96.
 19. Al(III) and Fe(III) binding by humic substances in freshwaters and implications for trace metal speciation / E. Tipping, C. Rey-Castro, S.E. Bryan, J. Hamilton-Taylor // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2002. – V. 66. – № 18. – P. 3211–3224.
 20. Humic acids as barriers in actinide migration in the environment / S.N. Kalmykov, A.P. Novikov, A.B. Khasanova, N.S. Scherbina, Yu.A. Sapozhnikov // *Proceedings of the NATO advanced research workshop use of humic substances to remediate polluted environments: from theory to practice*. – Zvenigorod: Springer, Dordrecht, 2002. – P. 175–184. DOI: 10.1007/1-4020-3252-8_8.
 21. Linnik P.N., Vasilchuk T.A. Role of humic substances in the complexation and detoxification of heavy metals: case study of the Dnieper reservoirs // *Proceedings of the NATO advanced research workshop use of humic substances to remediate polluted environments: from theory to practice*. – Zvenigorod: Springer, Dordrecht, 2002. – P. 135–154. DOI: 10.1007/1-4020-3252-8_6.
 22. Кошечева И.Я., Хушвахтова С.Д., Левинский В.В. О взаимодействии хрома(III) с гумусовыми веществами почв, вод, донных осадков // *Геохимия*. – 2007. – № 2. – С. 208–215.
 23. Thermodynamic study of the complexation of humic acid by calorimetry / S. Kimuro, A. Kirishima, Y. Kitatsuji, K. Miyakawa, D. Akiyama, N. Sato // *Journal of chemical thermodynamics*. – 2019. – V. 132. – P. 352–362.
 24. Дину М.И., Шкинев В.М. Комплексообразование ионов металлов с органическими веществами гумусовой природы: методы исследования и структурные особенности лигандов, распределение элементов по формам // *Геохимия*. – 2020. – Т. 65. – № 2. – С. 165–177.
 25. Mechanism and multi-step kinetic modelling of Cr(VI) adsorption, reduction and complexation by humic acid, humin and kerogen from different sources / S. Barnie, J. Zhang, P. Obeng, A. Duncan, C. Adenutsi, L. Xu, H. Chen // *Environmental science and pollution research*. – 2021. – № 28 (29). – P. 38985–39000. DOI: 10.1007/s11356-021-13519-z.
 26. Abualhaja M.M., Whitby H., Van Den Berg C.M.G. Competition between copper and iron for humic ligands in estuarine waters // *Marine Chemistry*. – 2015. – V. 172. – P. 46–56.
 27. Левшина С.И., Матюшкина Л.А. Особенности распределения растворенных форм металлов и металло-гумусовых комплексов в водах Зейского водохранилища // *Водные ресурсы*. – 2021. – Т. 48. – № 6. – С. 685–695.
 28. Impact of competitive Fe(III) ion on the complexation of humic acid and toxic metal ions / Y. Yamamoto, F. Kita, N. Isono, S. Imai // *The Japan Society for Analytical Chemistry*. – 2017. – V. 66. – № 12. – P. 875–883.
 29. Insight into complexation of Cu(II) to hyperthermophilic compost-derived humic acids by EEM-PARAFAC combined with heterospectral two dimensional correlation analyses / J. Tang, L. Zhuang, Z. Yu, X. Liu, Y. Wang, P. Wen, S. Zhou // *Science of the Total Environment*. – 2019. – V. 656. – P. 29–38.
 30. Deng Y., Zhang Q. Arsenate removal from underground water by polystyrene-confined hydrated ferric oxide (HFO) nanoparticles effect of humic acid // *Environmental science and pollution research*. – 2020. – Т. 2. – V. 7. – P. 6861–6871.
 31. Shelf humic substances as carriers for basin-scale iron transport in the North Pacific / Y. Yamashita, J. Nishioka, H. Obata, H. Ogawa // *Scientific Reports* 10:4505. – 2020. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-020-61375-7> (дата обращения 15.11.2021).
 32. Cherkasova E., Konyshev A., Soldatova E. Metal speciation in water of the flooded mine «Arsenic» (Karelia, Russia): equilibrium-kinetic modeling with a focus on the influence of humic substances // *Aquatic Geochemistry*. – 2021. – V. 27. – № 2. – P. 141–158.
 33. Влияние Горловского угольного месторождения (Новосибирская область) на состояние приземного слоя атмосферы / А.Ю. Девятова, С.Б. Бортнникова, Д.А. Соколов, И.Н. Госсен, Н.А. Соколова // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2019. – Т. 27. – № 5. – С. 460–470.
 34. Букаты М.Б. Рекламно-техническое описание программного комплекса HydroGeo. Номер гос. регистрации алгоритмов и программ во Всероссийском научно-техническом информационном центре (ВНТИЦ) № 50200500605. – М.: ВНТИЦ, 2005. – 7 с.
 35. Гаррельс Р.М. Растворы, минералы, равновесия. – М.: Изд-во «Мир», 1968. – 368 с.
 36. Линник П.Н., Набиванец Б.И. Формы миграции металлов в пресных поверхностных водах. – Л.: Изд-во «Гидрометеоздат», 1986. – 268 с.
 37. Mantoura R.F.C., Dickson A., Riley S.P. The complexation of metals with humic materials in natural waters // *Estuarine and Coastal Marine Science*. – 1978. – V. 6. – P. 387–408.
 38. Изучение органических веществ поверхностных вод и их взаимодействие с ионами металлов / Г.М. Варшал, И.Я. Кошечева, И.С. Сироткина, Т.К. Вельюханова, Л.Н. Инцирвели, Н.С. Замокина // *Геохимия*. – 1979. – № 4. – С. 598–607.
 39. Липатникова О.А., Гричук Д.В. Термодинамическое моделирование форм нахождения тяжелых металлов в донных отложениях на примере Ивановского водохранилища // *Вестник Московского Университета Сер. 4. Геология*. – 2011. – № 2. – С. 5–59.
 40. Домрочева Е.В., Лепокурова О.Е., Сизиков Д.А. Геохимическая характеристика подземных вод Нарыско-Осташкинской площади (Кузбасс) // *Известия Томского политехнического университета*. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 194–101.

41. Лепокурова О.Е., Домрочева Е.В. Гуминовые вещества в природных водах Нарыкско-Осташкинской площади (Кузбасс) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 197–206.
42. Лепокурова О.Е., Домрочева Е.В. Элементный состав природных вод и вмещающих отложений Кузбасса с оценкой водной миграции (на примере Нарыкско-Осташкинской площади) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 200–213.
43. Аномальный состав изотопов углерода в подземных щелочных водах Кузбасса / С.Л. Шварцев, О.Е. Лепокурова, Е.В. Домрочева, В.А. Пономарчук, Д.А. Сизиков // Доклады академии наук. – 2016. – Т. 469. – № 6. – С. 724–728.
44. Лепокурова О.Е. Содовые подземные воды юга Кузбасса: изотопно-химические особенности и условия формирования // Геохимия. – 2018. – № 9. – С. 904–919.
45. Малова А.И., Сидкина Е.С., Рыженко Б.Н. Модель месторождения алмазов им. М.В. Ломоносова как системы «вода-порода»: формы миграции, насыщенность подземных вод относительно породообразующих и рудных минералов, экологическая оценка качества вод // Геохимия. – 2017. – № 12. – С. 1128–1140.
46. Иванова М.Е., Морковкин Г.Г., Тайлашев Д.А. Исследование процессов выноса Ca^{2+} и Mg^{2+} из верхних почвенных горизонтов черноземов выщелоченных луговой степи Алтайского края под влиянием длительного использования в составе пахотных угодий // Агрэкология. – 2007. – № 1 (27). – С. 13–15.
47. Wall N.A., Choppin G.R. Humic acids coagulation: influence of divalent cations // Applied Geochemistry. – 2003. – V. 18. – P. 1573–1582.

Поступила 02.03.2022 г.

Информация об авторах

Лепокурова О.Е., доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Трифонов Н.С., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Домрочева Е.В., кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

UDC 556.314

MIGRATION FORMS OF BASIC IONS IN GROUNDWATER OF COAL-BEARING SEDIMENTS OF KUZBASS WITH A FOCUS ON COMPOUNDS WITH HUMIC ACIDS (BY SIMULATION RESULTS)

Olesya E. Lepokurova^{1,2},
LepokurovaOY@ipgg.sbras.ru

Nikolay S. Trifonov¹,
TrifonovNS@ipgg.sbras.ru

Evgeniya V. Domrocheva¹,
DomrochevaYV@ipgg.sbras.ru

¹ Tomsk Branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics
of Siberian Branch Russian Academy of Sciences,
4, Academicheskoy avenue, Tomsk, 634055, Russia.

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

The relevance. When studying the formation of the composition of organic-rich waters, it is necessary to take into account organomineral compounds that shift the equilibria in geochemical processes (dissolution, leaching, precipitation and co-deposition, sorption, ion exchange, oxidation-reduction) towards the aqueous phase, thereby directly affecting the composition of waters.

The main aim of the research is to calculate the forms of migration of basic ions and some micro-components, with an emphasis on organomineral complexes, based on available data on the composition of waters, including concentrations of fulvic and humic acids.

Objects: groundwater of Permian terrigenous-coal-bearing deposits (Kolchuginskaya formation) Naryksko-Ostashkinskaya areas located at depths of 0.4–1.2 km in the zone of delayed water exchange, as well as overlying fresh underground zones of active water exchange, river and lake waters.

Methods. The chemical and organic composition of water was determined by standard methods in the Problem Research Laboratory of Hydrogeochemistry of Tomsk Polytechnic University, the determination of fulvic acids (FA) and humic acids (GA) was carried out by titration based on bichromate consumed for carbon oxidation of fulvohumic acids. The forms of humic acid migration were calculated using the HydroGeo software package.

Results. The migration forms of the main ions and, for the first time, humic acids contained in high concentrations in the natural waters of the Naryk-Ostashkin territory (Kuzbass) were determined by thermodynamic calculations. It was established that cations migrate in a simple ionic form, but in the zone of delayed water exchange at high concentrations of bicarbonate ion (soda water), a significant part (up to 50 %) begins to take their carbonate forms. Only iron forms compounds with fulvic acids in significant amounts (more than 1 %), but under specific geochemical conditions. Humic acids themselves, relative to their content in waters in % proportion, bind well into complex compounds. Fulvic acids are almost completely consumed, giving preference to Na, even in calcium waters. However, this has little effect on the general substance of Na itself. Humic acids mainly migrate with Mg and Ca, but the more soda composition of the waters, the more their amount remains in free form.

Key words:

Forms of migration, computational research methods, basic ions, organomineral complexes, fulvic and humic acids, groundwater, coal-bearing deposits, Kuznetsk basin.

The research was financially supported by the RFBR project no. 20-35-90040, RSF project no. 20-77-10084 and the project of fundamental scientific research of the Russian Academy of Science no. 0266-2022-0016.

REFERENCES

- Bryan N.D., Jones D.M., Appleton M., Livens F.R., Jones M.N., Warwick P., King S., Hall A. A physicochemical model of metal-humate interactions. *The Journal of Physical Chemistry*, 2000, vol. 2, pp. 1291–1300.
- Varshal G.M., Velyuhanova T.K., Koshcheeva I.Ya. Kubrakova I.V., Baranova N.N. Kompleksoobrazovanie blagorodnykh metallov s fulvokislottami prirodnykh vod i geokhimicheskaya rol etikh protsessov [Complexation of noble metals with fulvic acids of natural waters and the geochemical role of these processes]. *Analiticheskaya khimiya redkikh elementov* [Analytical chemistry of rare elements]. Moscow, Nauka Publ., 1988. pp. 112–146.
- Ma H., Kim S.D., Cha D.K., Allen H.E. Effect of kinetics of complexation by humic acid on toxicity of copper to *Ceriodaphnia Dubia*. *Environmental Toxicology and Chemistry*, 1999, vol. 18, no. 5, pp. 828–837.
- Xue H., Sigg L. Comparison of the complexation of Cu and Cd by humic or fulvic acids and by ligands observed in lake waters. *Aquatic Geochemistry*, 1999, vol. 5, pp. 313–335.
- Lu X.Q., Hanna J.V., Johnson W.D. Source indicators of humic substances: an elemental composition, solid state ¹³C CP/MAS NMR and Py-GC/MS study. *Apply Geochemistry*, 2000, 15:1019–1033. DOI: 10.1016/S0883-2927(99)00103-1.
- Gaskova O.L., Kklarova O.A. The effect of natural organic acids on the Mg ratio/Ca in bottom sediments of highly mineralized lakes. *Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 6, pp. 829–840. In Rus.
- Kraynov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. *Geokhimiya podzemnykh vod* [Geochemistry of groundwater]. Moscow, CentrLiftNefteGaz Publ., 2012. 672 p.
- Orlov D.S., Biryukova O.N., Sukhanova N.I. *Organicheskoe veshchestvo pochv Rossiyskoy Federatsii* [Organic matter of soils of the Russian Federation]. Moscow, Nauka Publ., 1996. 256 p.

9. Mantoura R.F., Dickson A., Riley S.P. The complexation of metals with humic materials in natural waters. *Estuarine and Coastal Marine Science*, 1978, vol. 6, pp. 387–408.
10. Varshal G. M., Inskirveli I.S., Sirotkina I.S., Kolosov I.V., Koshcheeva I.Ya. On the association of fulvic acids in aqueous solutions. *Geochemistry*, 1975, no. 10, pp. 1581–1585. In Rus.
11. Liu S., Liu Y., Pan B., He Y., Li B., Zhou D., Xiao Y., Qiu H., Vijver M., Peijnenburg W. The promoted dissolution of copper oxide nanoparticles by dissolved humic acid: Copper complexation over particle dispersion. *Chemosphere*, 2020, vol. 245, Article Number 125612.
12. Maharadze G.A. *Formy migratsii medi i gumusovykh kislot v poverkhnostnykh vodakh*. Kand. Diss. [Forms of migration of copper and humic acids in surface waters. Cand. Diss.]. Moscow, 1984. 161 p.
13. Lapin I.A., Krasnyukov V.N. Rol gumusovykh veshchestv v protsessakh kompleksobrazovaniya i migratsii metallov v prirodnykh vodakh [The role of humic substances in the processes of complex formation and migration of metals in natural waters]. *Water resources*, 1986, no. 1, pp. 134–143.
14. Wen P., Tang J., Cai X., Liu X., Yu Z., Lu J., Zhou S. Insight into efficient complexation mechanism of Cd (II) to hyperthermophilic compost-derived humic acids by two dimensional correlation analyses. *Spectroscopy and spectral analysis*, 2020, vol. 40 (5), pp. 1534–1540.
15. Kimuro S., Kirishima A., Kitatsuji Y., Miyakawa K., Akiyama D., Sato N. Thermodynamic study of the complexation of humic acid by calorimetry. *Journal of chemical thermodynamics*, 2019, vol. 132, pp. 352–362.
16. Lenhart J.J., Cabaniss S.E., MacCarthy P. Uranium(VI) complexation with citric, humic and fulvic acids. *Radiochimica Acta*, 2000, vol. 88, pp. 345–353.
17. Steinberg S., Hodge V. Lead complexation by humic acids and their analogs: a voltammetric study. *Environments*, 2020, vol. 7 (11), Article number 94.
18. Elkins K.M., Nelson D.J. Fluorescence and FT-IR spectroscopic studies of Suwannee river fulvic acid complexation with aluminum, terbium and calcium. *Journal of Inorganic Biochemistry*, 2001, vol. 87, pp. 81–96.
19. Tipping E., Rey-Castro C., Bryan S.E., Hamilton-Taylor J. Al(III) and Fe(III) binding by humic substances in freshwaters and implications for trace metal speciation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2002, vol. 66, no. 18, pp. 3211–3224.
20. Kalmykov S.N., Novikov A.P., Khasanova A.B., Scherbina N.S., Sapozhnikov Yu.A. Humic acids as barriers in actinide migration in the environment. *Proceedings of the NATO advanced research workshop on use of humates to remediate polluted environments: from theory to practice*. Zvenigorod, Springer, Dordrecht Publ., 2002, pp. 175–184. DOI: 10.1007/1-4020-3252-8_8.
21. Linnik P.N., Vasilchuk T.A. Role of humic substances in the complexation and detoxification of heavy metals: Case study of the Dnieper reservoirs. *Proceedings of the NATO advanced research workshop on use of humates to remediate polluted environments: from theory to practice*, Zvenigorod, Springer, Dordrecht Publ., 2002, pp. 135–154. DOI: 10.1007/1-4020-3252-8_6.
22. Koshcheeva I.Ya., Khushvaktova S.D., Levinskiy V.V. O vzaimodeystvii khroma(III) s gumusovymi veshchestvami pochv, vod, donnykh osadkov [On the interaction of chromium(III) with humus substances of soils, waters, bottom sediments]. *Geochimistry*, 2007, no. 2, pp. 208–215.
23. Kimuro S., Kirishima A., Kitatsuji Y., Miyakawa K., Akiyama D., Sato N. Thermodynamic study of the complexation of humic acid by calorimetry. *Journal of chemical thermodynamics*, 2019, vol. 132, pp. 352–362.
24. Dinu M.I., Shkinev V.M. Complexation of metal ions with organic substances of humus nature: research methods and structural features of ligands, distribution of elements by forms. *Geochemistry*, 2020, vol. 65, no. 2, pp. 165–177. In Rus.
25. Barnie S., Zhang J., Obeng P., Duncan A., Adenutsi C., Xu L., Chen H. Mechanism and multi-step kinetic modelling of Cr(VI) adsorption, reduction and complexation by humic acid, humin and kerogen from different sources. *Environmental science and pollution research*, 2021, no. 28 (29), pp. 38985–39000. DOI: 10.1007/s11356-021-13519-z.
26. Abualhaja M.M., Whitby H., Van Den Berg C.M.G. Competition between copper and iron for humic ligands in estuarine waters. *Marine Chemistry*, 2015, vol. 172, pp. 46–56.
27. Levshina S.I., Matyushkina L.A. Features of distribution of dissolved forms of metals and metal-humus complexes in the waters of the Zeya reservoir. *Water Resources*, 2021, vol. 48, no. 6, pp. 685–695. In Rus.
28. Yamamoto Y., Kita F., Isono N., Imai S. Impact of competitive Fe(III) ion on the complexation of humic acid and toxic metal ions. *The Japan Society for Analytical Chemistry*, 2017, vol. 66, no. 12, pp. 875–883.
29. Tang J., Zhuang L., Yu Z., Liu X., Wang Y., Wen P., Zhou S. Insight into complexation of Cu(II) to hyperthermophilic compost-derived humic acids by EEM-PARAFAC combined with heterospectral two dimensional correlation analyses. *Science of the Total Environment*, 2019, vol. 656, pp. 29–38.
30. Deng Y., Zhang Q. Arsenate removal from underground water by polystyrene-confined hydrated ferric oxide (HFO) nanoparticles effect of humic acid. *Environmental science and pollution research*, 2020, vol. 7, pp. 6861–6871.
31. Yamashita Y., Nishioka J., Obata H., Ogawa H. *Shelf humic substances as carriers for basin-scale iron transport in the North Pacific*. *Scientific Reports*, 2020, 10:4505. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41598-020-61375-7> (accessed 15 November 2021).
32. Cherkasova E., Konyshev A., Soldatova E. Metal speciation in water of the flooded mine «Arsenic» (Karelia, Russia): equilibrium-kinetic modeling with a focus on the influence of humic substances. *Aquatic Geochemistry*, 2021, vol. 27, no. 2, pp. 141–158.
33. Devyatova A.Yu., Bortnikova S.B., Sokolov D.A., Gossen I.N., Sokolova N.A. Influence of the Gorlovskoe coal deposit (Novosibirsk area) on the state of the surface layer of the atmosphere. *Chemistry for sustainable development*, 2019, vol. 27, no. 5, pp. 460–470. In Rus.
34. Bukaty M.B. *Reklamno-tekhnicheskoe opisanie programmnogo kompleksa HydroGeo* [Advertising and technical description of the Hydrogeological software package]. Patent RF, no. 50200500605, 2005.
35. Garrels R.M. *Rastvory, mineraly, ravnovesiya* [Solutions, minerals, equilibria]. Moscow, Mir Publ., 1968. 368 p.
36. Linnik P.N., Nabivanets B.I. *Formy migratsii metallov v presnykh poverkhnostnykh vodakh* [Forms of metal migration in fresh surface waters]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1986. 268 p.
37. Mantoura R.F.C., Dickson A., Riley S.P. The complexation of metals with humic materials in natural waters. *Estuarine and Coastal Marine Science*, 1978, vol. 6, pp. 387–408.
38. Varshal G.M., Koshcheeva I.Ya., Sirotkina I.S., Velyukhanova T.K., Intskirveli L.N., Zamokina N.S. Izuchenie organicheskikh veshchestv poverkhnostnykh vod i ikh vzaimodeystvie s ionami metallov [The study of organic substances of surface waters and their interaction with metal ions]. *Geochemistry*, 1979, no. 4, pp. 598–607.
39. Lipatnikova O.A., Grichuk D.V. Thermodynamic modeling of the forms of finding heavy metals in bottom sediments on the example of the Ivankovo reservoir. *Bulletin of the Moscow University Ser. 4. Geology*, 2011, no. 2, pp. 5–59. In Rus.
40. Domrocheva E.V., Lepokurova O.E., Sizikov D.A. Geochemical characteristics of underground waters of Naryksko-Ostashkinskaya square (Kuzbass). *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2014, vol. 325, no. 1, pp. 94–101. In Rus.
41. Lepokurova O.E., Domrocheva E.V. Humic substances in natural waters of Naryksko-Ostashkinskaya square (Kuzbass). *Bullet of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 197–206. In Rus.
42. Lepokurova O.E., Domrocheva E.V. Elemental composition of natural waters and host deposits of Kuzbass with assessment of water migration (on the example of Naryksko-Ostashkinskaya square). *Bullet of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 197–206. In Rus.
43. Shvartsev S.L., Lepokurova O.E., Ponomarchuk V.A., Domrocheva E.V., Sizikov D.A. Abnormal composition of carbon isotopes in underground alkaline waters of Kuzbass. *Doklady Earth Sciences*, 2016, vol. 469, no. 6, pp. 724–728. In Rus.
44. Lepokurova O.E. Soda underground waters of the south of Kuzbass: isotope-chemical features and conditions of formation. *Geochemistry*, 2018, no. 9, pp. 904–919. In Rus.

45. Malova A.I., Sidkina E.S., Ryzhenko B.N. M.V. Lomonosov diamond deposit model as a water-rock system: forms of migration, saturation of groundwater relative to rock-forming and ore minerals, environmental assessment of water quality. *Geochemistry*, 2017, no. 12, pp. 1128–1140. In Rus.
46. Ivanova M.E., Morkovkin G.G., Taylashev D.A. Investigation of the processes of removal of Ca^{2+} and Mg^{2+} from the upper soil horizons of leached chernozems of the meadow steppe of the Altai Territory under the influence of long-term use as part of arable land. *Agroecology*, 2007, no. 1 (27), pp. 13–15. In Rus.
47. Wall N.A., Choppin G.R. Humic acids coagulation: influence of divalent cations. *Applied Geochemistry*, 2003, vol. 18, pp. 1573–1582.

Received: 2 March 2022.

Information about the authors

Olesya E. Lepokurova, Dr. Sc., leading researcher, Tomsk Branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS; professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Nikolay S. Trifonov, Cand. Sc., senior researcher, Tomsk Branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS.

Evgeniya V. Domrocheva, Cand. Sc., researcher, Tomsk Branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS.

УДК 52.47.27

ПРОБЛЕМАТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Григорьев Роман Сергеевич¹,
roma4554@mail.ru

Шарф Ирина Валерьевна¹,
irina_sharf@mail.ru

Шарф Кристина Андреевна²,
kristina.a.sharf@gmail.com

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

² Schlumberger Logelco Inc,
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14.

Актуальность исследования обусловлена, с одной стороны, снижением эффективности разработки месторождений углеводородного сырья традиционными методами, а с другой стороны, климатической повесткой, императивом которой является сокращение углеродного следа в процессе добычи. Мировой опыт показывает растущую востребованность газовых методов повышения нефтеотдачи, которые наиболее соответствуют достижению баланса между нефтеизвлечением и углеродным следом.

Целью исследования является обоснование возможности применения газовых методов увеличения нефтеотдачи пласта для основных разрабатываемых залежей углеводородного сырья пластов Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV.

Объект: Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Красноярском крае и входящее в состав Ванкорского кластера.

Метод: расчет минимального давления смесимости по методикам, применяемым в российской и зарубежной практике.

Результаты. С учетом особенностей процесса вытеснения нефти газовым агентом и основных факторов, влияющих на данный процесс и выбор газового агента (термобарические условия, геолого-физические характеристики пластов, физико-химический состав пластовых флюидов), были проведены расчеты минимального давления смесимости (Minimum Miscibility Pressure, ММП), при котором газ может полностью раствориться в пластовой нефти в результате многоконтантного процесса смешивания при пластовой температуре. Были обоснованы виды смешиваемости газа с пластовым флюидом для выбранных продуктивных пластов Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, а также обоснована наибольшая эффективность углекислого газа в качестве газового агента для повышения нефтеотдачи по сравнению с азотом и углеводородным газом с конечных ступеней сепарации. Однако в силу современных инфраструктурных, производственных, макроэкономических условий деятельности добывающего предприятия данный проект не рентабелен.

Ключевые слова:

Месторождение, продуктивный пласт, газовый метод, углекислый газ, минимальное давление смесимости, повышение нефтеотдачи пласта.

Введение

В связи с ростом выработанности запасов нефти категорий А+В₁+С₁ в России (в среднем 57,1 %) и разбуренных запасов газа (34,4 %), увеличением доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородного сырья (в среднем 65 %), снижением доли приращиваемых запасов, в основном за счет открытия мелких и очень мелких месторождений (60–85 %) и доразведки флангов и глубокозалегающих горизонтов открытых месторождений, разработка которых является практически нерентабельной в существующих макроэкономических условиях [1], с каждым годом актуализируется вопрос о применении инновационных технологий, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов и вовлечь в разработку остаточные запасы углеводородного сырья.

Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА) [2] на 2017 г. по всему миру насчитывалось 374 действующих проекта с применением различных методов увеличения нефтеотдачи

(МУН) (рис. 1). Наиболее востребованными являются газовые методы, лидером в применении которых являются США, где реализуется >75 % всех добычных проектов в мире с применением данных методов, основанных на закачке в пласт углекислого газа (двуокиси углерода), азота, углеводородных или дымовых газов с целью вытеснения нефти. Преобладающими являются технологии с применением углекислого газа (CO₂), что обусловлено не только технико-экономической эффективностью для разных производственно-геологических условий, что подтверждается получаемыми объемами дополнительной добычи нефти, которые сопоставимы с объемами добытой нефти с использованием тепловых МУН, но и необходимостью соблюдения баланса между нефтеизвлечением и углеродным следом.

Современная мировая климатическая повестка ориентирует на кратное сокращение выбросов парниковых газов для сдерживания роста глобальной температуры в пределах 1,5 °С, что является серьезным

фактором активизации деятельности нефтегазовых компаний по совершенствованию технологических процессов добычи в направлении минимизации углеродного следа и стабилизации и роста объемов добы-

чи. Как следствие, растет востребованность в газовых МУН, прежде всего основанных на использовании CO_2 с учетом геолого-промысловых характеристик месторождений.

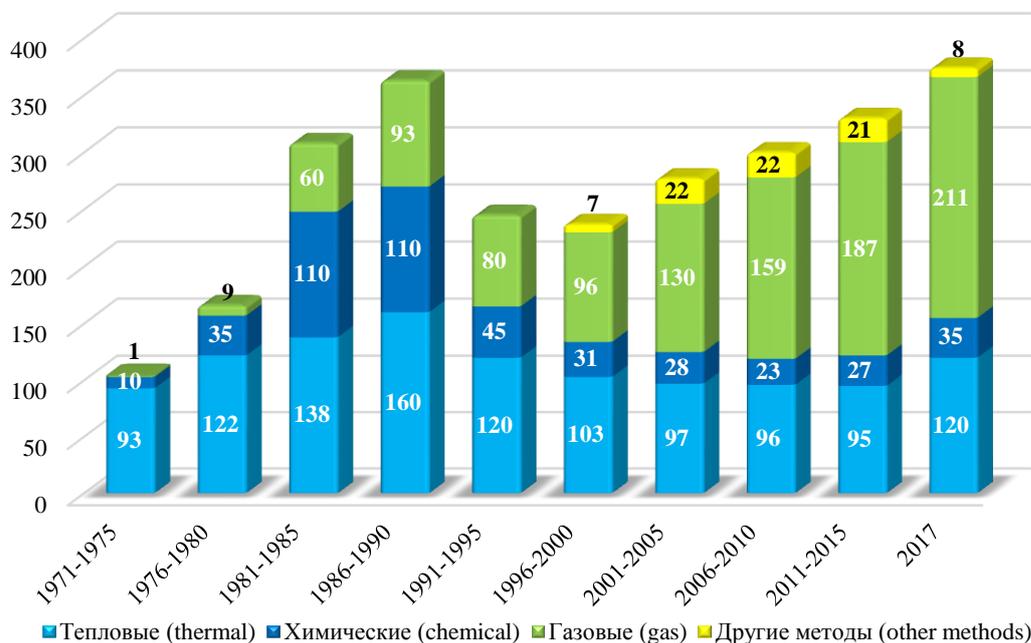


Рис. 1. Количество проектов с применением МУН (1971–2017) [2]

Fig. 1. Number of projects using EOR (Enhanced Oil Recovery) (1971–2017) [2]

Широкое распространение газовые МУН получили в Канаде и Китае [2–4]. Основные проекты по использованию диоксида углерода в Китае были реализованы на месторождениях Дацин, Цзилинь, Шэнли, Цзянсу и Чжунъюань. В результате чего испытания позволили повысить нефтеотдачу на 3–12 % (в среднем 7 %). Успешные проекты по применению углеводородных газов были осуществлены на месторождениях Swan Hills, Rainbow KR Pool, Pembina (Канада). Суммарная дополнительная добыча нефти составила в среднем 13,7 тыс. барр/сут. На месторождениях Weyburn and Midale в Канаде среднесуточный дебит увеличился в три раза – до 30 тыс. барр/сут [5]. Ряд успешных проектов также отмечены в Бразилии, Казахстане, Саудовской Аравии и Венесуэле [2, 6–8]. Стоит отметить успешный пилотный проект по закачке CO_2 на месторождении Lula (Бразилия). При закачке 177,3 млн м^3 газа было добыто 3,1 млн м^3 нефти и 845,8 млн м^3 природного газа. В Венесуэле в ходе применения в качестве вытесняющего агента углеводородных газов на месторождениях Carito Central, Carito Oeste и Furtial было дополнительно добыто 25, 15 и 24,7 тыс. барр/сут, соответственно.

Успешный опыт закачки CO_2 был в советской практике на Радаевском, Козловском, Сергеевском месторождениях Волго-Уральской НГП. Дополнительная добыча составила 218, 12,6 и 17,7 тыс. т, соответственно [9, 10]. Причиной завершения проектов стала коррозия углекислотопровода. Потенциал использования CO_2 , по оценкам специалистов, составляет 123 млн т дополнительной добычи.

Успешный мировой и советский опыт применения газовых методов ориентирует российские нефтегазовые компании на активизацию данной практики, так как ресурсная база углеводородов по количественным и качественным характеристикам достаточно многообразна и можно выделить месторождения со схожими геолого-промысловыми условиями. В свете вышесказанного важно отметить Указ Президента РФ № 666 от 04.11.2020 г., согласно которому промышленным компаниям поставлена задача к 2030 г. сократить на 70 % выбросы парниковых газов относительно уровня 1990 г. [11] Таким образом, целью исследования является обоснование возможности применения газовых МУН для продуктивных пластов Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Краткая характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования выбрано Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на севере Красноярского края, входящее в Ванкорский кластер. Основными объектами разработки Ванкорского НГКМ являются продуктивные пласты Як III-VII, Нх-I и Нх-III-IV с залежами углеводородного сырья, добывающий фонд скважин которых характеризуется обводненностью 50–90 %. Средняя обводненность по месторождению на июнь 2019 г. составила 82,5 %, что осложняет разработку месторождения [12].

Залежь пласта Нх-III-IV нефтегазовая, пластовая, сводовая и расположена на глубине >2000 м, ее тол-

щина достигает 72,83 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,25 до 37,25 м со средним значением по залежи 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 41,6 м со средним значением по залежи 13,9 м. Залежь содержит 30 % начальных запасов нефти. Данный пласт является наиболее продуктивным.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, литологически экранированная со средней толщиной до 54,9 м и с эффективной нефтенасыщенной толщиной, варьирующей в диапазоне 0,7–18,5 м, составляя в среднем 7,3 м, расположена выше предыдущей примерно на 100–150 м. Запасы нефти составляют 7 % от начальных [13].

Залежь пласта Як III-VII газонефтяная, массивная, сводовая со средней мощностью 94 м (табл. 1) [14], расположенная на глубине до 1800 м и по всей площади подстилается водой. Запасы залежи составляют 60 % запасов месторождения. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи в разрезах скважин изменяется от 1,2 до 45 м, составляя в среднем 17,3 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,4 до 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м [13].

Таблица 1. Показатели разработки продуктивных пластов Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения

Table 1. Indicators of production formation development of Vankor oil-gas condensate field

Характеристика пласта Formation characteristics	Пласт/Formation		
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Геологические запасы нефти, млн т Original oil in place, mln t	529	110,2	296,8
Извлекаемые запасы нефти, млн т Recoverable oil reserves, mln t	237,34	40,99	121,11
Геологические запасы свободного газа, млрд м ³ Non-associated gas in place, trln m ³	13,54	–	39,67
Средний дебит по жидкости на скважину, т/сут Average liquid rate per a well, t/day	587,3	272,29	687,29
Средний дебит нефти на скважину, т/сут Average oil rate per a well, t/day	86,6	54,9	42,48
Проектный КИН/Project EOR	0,402	0,32	0,35

Однако динамика основных показателей разработки является негативной, несмотря на превышение фактических показателей над проектными: с 2013 по 2019 гг. среднесуточная добыча нефти сократилась более чем на 5,5 %, добыча пластовой жидкости увеличилась почти в 3 раза, обводненность – примерно в 4 раза, что обуславливает снижение энергетического потенциала месторождений, как следствие, необходимы новые технологии с учетом задач политики углеродной нейтральности.

Материалы и методы

Процесс вытеснения нефти газом может проходить в следующих видах.

1. Смешивающееся вытеснение (коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}} > 90\%$), характеризуемое взаимным растворением нефти и газа в силу снижения по-

верхностного натяжения на границе жидкости и газовой фазы. Следствием этого является подавление капиллярных сил, что особенно актуально для низкопроницаемых коллекторов [15]. Смешивание может быть первоcontactное, когда газ и нефть являются смешивающимися жидкостями, и многоcontactное, когда смешиваемость достигается в результате массообмена между флюидами, императивом чего являются наличие достаточного времени для этого процесса и фильтрация газа в нефтенасыщенной пористой среде.

2. Ограниченно-смешивающееся вытеснение нефти, которое наблюдается в случае недостаточности времени взаимодействия или необходимых масс между нефтью и газовым агентом.
3. Несмешивающееся вытеснение, которое практически не приводит к изменению состава закачиваемого газа и нефти по причине сохранения межфазных границ, что делает его наименее эффективным для нефтеизвлечения.

Эффективность процесса вытеснения газом зависит от ряда факторов, таких как термобарические (РТ-условия) и геолого-физические характеристики пластов, а также физико-химический состав пластовых флюидов, что обуславливает выбор газового агента.

Повышение температуры пласта влечет активизацию газовых молекул, что приводит к их выталкиванию из нефти и, следовательно, к снижению растворимости и эффективности процесса закачки и вытеснения нефти. Давление работает в противоположном направлении, так как молекулы газа под давлением сжимаются и лучше растворяются в нефти.

РТ-условия определяют рентабельность газовых методов. Если давление нагнетания слишком низкое, то в процессе вытеснения поток будет несмешивающимся и, следовательно, эффект вытеснения нефти газом ожидается ниже желаемого уровня. Если же давление нагнетания велико, то, несмотря на процесс смешивающегося вытеснения и высокие показатели добычи нефти, затраты на достижение этого давления могут быть выше, чем дополнительная прибыль от прироста добычи нефти. Физико-химические свойства пластовых флюидов определяют диапазон необходимых РТ-условий, в частности умеренные для извлечения легкой нефти и превышающие критические при извлечении высоковязких нефтей. Однако нет прямой зависимости в силу различной реакции на растворимость газа компонентов высоковязкой нефти [16].

Таким образом, одна из задач в части поиска ответа на вопрос об эффективности применения газовых методов в качестве МУН заключается в определении минимального давления смесимости (Minimum Miscibility Pressure, MMP), при котором газ может полностью раствориться в пластовой нефти в результате многоcontactного процесса смешивания при пластовой температуре [12].

Наиболее точными методами определения MMP являются экспериментальные, к которым относятся [17–19]:

- слим-методика (Slim tube test и micro slim-tube test);
- метод всплывающего пузырька (Rising Bubble Apparatus);
- метод, основанный на измерении поверхностного натяжения (Vanishing Interfacial Tension);
- метод, основанный на измерении отраженного акустического сигнала (Sonic response method);
- метод быстрого увеличения давления (Rapid pressure increase method);
- PVT метод (Pressure–volume–temperature (PVT) method);
- метод, основанный на применении МРТ и рентгеновской компьютерной томографии (Image diagnosis method);
- метод исследования микрофлюидных систем (Microfluidics system).

В настоящее время общепринятой и наиболее надежной считается слим-методика, сущность которой заключается в формировании насыпных моделей пласта значительной длины и малого диаметра. Также достаточно широкое распространение получили метод всплывающих пузырьков (RBA) и метод, основанный на измерении поверхностного натяжения (VIT). Тем не менее в случае отсутствия возможности определения давления смеси экспериментальным путем существуют методики расчёта ММР с помощью различных корреляций. В частности, при использовании углекислого газа (CO₂) применяют расчеты ММР по корреляциям С. Cronquist, J.I. Lee, O. Gaslo, H. Yuan, E.M. Shokir и др. [12]. Все они позволяют с определённой погрешностью определить минимальное давление смеси для определенных условий.

Для продуктивных пластов Як III-VII, Нх-I и Нх-III-IV произведен расчёт МРР с учетом закачки различных газов, что позволяет оценить возможность использования каждого для МУН в качестве газового вытеснителя нефти. Для CO₂ использованы корреляции Cronquist С. и Gaslo O. [12], получившие широкое распространение при расчете ММР. Для углеводородных газов используется корреляция Ghorbani [20]. ММР для азота рассчитана по формуле Hudgins et al. [21].

Результаты

Компонентный состав, физико-химические свойства пластовой нефти, пластовые температура и давление Ванкорского НГКМ представлены в табл. 2.

Расчет ММР для углекислого газа

Для расчёта ММР для CO₂ и пластовой нефти воспользуемся корреляциями Cronquist (1), (2) и Gaslo (3), (4) [12]:

$$MMP_{CO_2} = 0,11027 \cdot (1,8T + 32)^Y, \quad (1)$$

$$Y = 0,744206 + 0,0011038MW_{C_{5+}} + 0,0015279V_{vol}, \quad (2)$$

где ММР – минимальное давление смеси, МПа; Т – пластовая температура, °С; MW_{C₅₊} – молекуляр-

ная масса C_{5+высшие}; V_{vol} – мольная доля летучих компонентов (C₁ и N₂).

Таблица 2. Компонентный состав (мольное содержание, %) и физико-химические свойства пластовой нефти Ванкорского НГКМ

Table 2. Fractional analysis (mole fraction, %) and physical-chemical characteristics of formation oil in Vankor oil field

Компонент/Component	Мольное содержание компонентов в нефти, % Mole fraction of oil components, %		
	Пласт/Formation		
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Сероводород Hydrogen sulfide	Отсутствует/Not available		
Углекислый газ Carbon dioxide gas	0,32	0,24	0,03
Азот/Nitrogen	0,08	0,37	0,08
Метан/Methane	35,87	50,4	46,7
Этан/Ethane	1,1	0,93	2,36
Пропан/Propane	0,11	1,53	3,18
Изобутан/I-butane	0,09	0,63	1,59
n-Бутан/n-butane	0,03	1,16	2,45
Изопентан/I-pentane	0,05	0,8	1,55
n-Пентан/n-pentane	0,02	0,91	1,44
Гексан/Hexane	0,83	1,37	1,91
C ₇₊	61,5	41,63	38,7
Молекулярная масса: Molecular mass			
Нефть/Oil	192,17	108	101,2
C ₅₊	297,76	218,55	204,62
C ₇₊	300,88	228,92	138,77
Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	850	693	688,2
Пластовое давление, МПа Formation pressure, MPa	15,9	25,4	27,1
Пластовая температура, °С Formation temperature, °C	34	59	65

Для C₂–C₆>18 %

$$MMP_{CO_2} = 810 - 3,404MW_{C_{7+}} + 1,7 \cdot 10^{-9} MW_{C_{7+}}^{3,73} \cdot e^{786,8MW_{C_{7+}}^{-1,058}} \cdot T. \quad (3)$$

Так как во всех случаях суммарное содержание компонентов C₂–C₆<18 %, для расчёта ММР по корреляции Gaslo использована формула (4)

$$MMP_{CO_2} = 2947,9 - 3,404MW_{C_{7+}} + 1,7 \cdot 10^{-9} MW_{C_{7+}}^{3,73} \cdot e^{786,8MW_{C_{7+}}^{-1,058}} \cdot T - 121,2P_{C_2-C_6}, \quad (4)$$

где ММР – минимальное давление смеси, psi; MW_{C₇₊} – молекулярная масса C_{7+высшие}; P_{C₂–C₆} – мольная доля компонентов C₂–C₆.

Расчет произведен в среде MS Excel. Результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3. Значения ММР по корреляциям Cronquist, Gaslo
Table 3. MMP values in terms of Cronquist, Gaslo correlations

Корреляция/Correlation	ММР, МПа (MPa)		
	Пласт/Formation		
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Cronquist	18,35	20,79	20,23
Gaslo	17,82	20,27	22,22

Расчет MMP для попутного нефтяного газа

Расчет минимального значения смесимости в случае применения углеводородных газов можно произвести с помощью формул, предложенных в работе [17]:

$$MMP = 44,162 - 4,32\alpha + 0,691\alpha^2 - 0,141\beta; \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{X_{C_2-C_6}^{1,68} \cdot X_{C_1}^{0,1}}{(1,8T + 32)^{0,5} \cdot MW_{C_7+}}; \quad (6)$$

$$\beta = Y_{C_2+}^{(1,085+0,0056MW_{C_2+})}, \quad (7)$$

где MMP – минимальное давление смесимости, МПа; $X_{C_2-C_6}$ – мольная доля промежуточных компонентов C_2-C_6 , CO_2 и H_2S в нефти, %; X_{C_1} – мольная доля метана в нефти, %; Y_{C_2+} – мольная доля компонентов C_{2+} в нагнетаемом газе; MW_{C_2+} – молекулярная масса C_{2+} в нагнетаемом газе.

Как видно из формулы (5), величина MMP в данном случае зависит не только от состава нефти, но и от нагнетаемого газа.

Согласно уравнениям (5)–(7) минимальное давление смесимости снижается с увеличением молекулярной массы и мольной доли компонентов C_{2+} в нагнетаемом углеводородном газе.

При нагнетании в пласты Нх-I и Нх-III-IV попутно добываемого газа, компонентный состав которого представлен в табл. 4, полученное по формуле (5) значение MMP находится в диапазоне 42–44 МПа.

Таблица 4. Компонентный состав (мольное содержание, %) попутного нефтяного газа Ванкорского НГКМ

Table 4. Components (mole fraction, %) of associate petroleum gas of Vankor field

Компонент Component	Мольное содержание компонентов в попутном нефтяном газе, % Mole fraction of components in associate petroleum gas, %	
	Пласт/Formation	
	Як-III-VII	Нх-III-IV
CH ₄	97,78	90,31
C ₂ H ₆	0,766	2,015
C ₃ H ₈	0,012	1,586
C ₄ H ₈	–	0,011
iC ₄ H ₁₀	0,022	0,618
nC ₄ H ₁₀	0,0025	0,791
iC ₅ H ₁₂	0,0107	0,381
nC ₅ H ₁₂	0,0009	0,28
ΣC ₆ H ₁₄	0,024	0,271
He	0,54	0,008
CO ₂	0,841	–
N ₂	–	3,46
H ₂	–	0,010

Расчет MMP для углеводородного газа с конечных ступеней сепарации

Величину MMP при применении углеводородных газов можно снизить, если использовать в качестве вытесняемого агента газ с более высокой долей компонентов C_{2+} , то есть газ с конечных ступеней сепарации, компонентный состав которого представлен в табл. 5. С использованием формул (5)–(7) рассчитано MMP для рассматриваемого углеводородного газа (табл. 6).

Таблица 5. Компонентный состав (мольное содержание, %) углеводородного газа с конечных ступеней сепарации

Table 5. Components (mole fraction, %) of carbon dioxide gas from final separation stage

Компонент Component	Мольное содержание компонентов углеводородного газа с конечных ступеней сепарации, % Mole fraction of carbon dioxide gas components from final separation stage, %	
	Пробкоуловители Slug catcher	Дегазаторы Degasser
Гелий/Helium	0,0011	0,001
Водород/Hydrogen	0,0029	0,0013
Кислород/Oxygen	0,0055	0,0053
Углекислый газ Carbon dioxide	0,95	1
Азот/Nitrogen	0,203	0,199
Метан/Methane	84,99	86,2
Этан/Ethane	4,56	4,31
Пропан/Propane	4,39	3,92
Изобутан/I-butane	1,5	1,34
н-Бутан/n-butane	1,83	1,61
Неопентан/Neopentane	0,0254	0,0257
Изопентан/I-pentane	0,56	0,5
н-Пентан/n-pentane	0,427	0,377

Таблица 6. Сравнение минимального давления смесимости для углеводородного газа с конечных ступеней сепарации и пластового давления

Table 6. Comparison of minimum miscible pressure of carbon dioxide from the final separation stage and formation pressure

Пласт/Formation	MMP, МПа (MPa)	P _{пл} , МПа/Pf, MPa
Як-III-VII	39,29	15,9
Нх-I	39,03	25,4
Нх-III-IV	38,76	27,1

Расчет MMP для азота

Для расчета MMP, в случае применения азота в качестве нагнетаемого агента, использовались формулы (8)–(10), представленные в работе D.A. Hudgins и др. [21]:

$$MMP = 38,39e^{-\lambda_1} + 25,10e^{-\lambda_2}, \quad (8)$$

$$\lambda_1 = \frac{792,06 \cdot X_{C_2-C_5}}{\left((1,8T - 460)^{0,25} \cdot MW_{C_7+} \right)^2}, \quad (9)$$

$$\lambda_2 = \frac{2,158 \cdot 10^6 \cdot X_{C_1}^{5,632}}{\left((1,8T - 460)^{0,25} \cdot MW_{C_7+} \right)^2}, \quad (10)$$

где MMP – минимальное давление смешиваемости, МПа; $X_{C_2-C_5}$ – мольная доля промежуточных компонентов C_2-C_5 , %; X_{C_1} – мольная доля метана в нефти, %.

Результаты расчета представлены в табл. 7.

Таблица 7. Минимальное давление смесимости для азота и пластовое давление

Table 7. Minimum miscible pressure of nitrogen and formation pressure

Пласт/Formation	MMP, Мпа/MPa	P _{пл} , МПа/Pf, MPa
Як-III-VII	38,34	15,9
Нх-I	38,10	25,4
Нх-III-IV	36,79	27,1

Обсуждение

Согласно расчетам (табл. 2), полученное значение ММР выше, чем пластовое давление в продуктивных пластах Як III-VII, что объясняется значительной долей компонентов C_{7+} выше, обладающих высокой молекулярной массой, и низким содержанием компонентов C_2-C_6 . Таким образом, во-первых, в пластовых условиях вытеснение нефти CO_2 будет происходить в виде ограниченно-смешивающегося или несмешивающегося режима, что значительно снижает эффективность применения данного вида МУН; во-вторых, вытеснение нефти метаном и азотом также является несмешивающимся, так как ММР CO_2 меньше, чем ММР этих газов, что подтверждается дальнейшими расчетами.

Для пластов Нх-I и Нх-III-IV, наоборот, значение ММР для CO_2 ниже, чем пластовое давление, что позволяет говорить о процессе смешивающегося вытеснения.

Расчитанное ММР для углеводородного газа с концевых ступеней сепарации меньше, чем при использовании ПНГ, и превышает пластовое давление, но оно недостаточно для смешивающегося вытеснения. Достижение ММР в пластовых условиях возможно в том случае, если содержание мольных компонентов C_{2+} в газе будет превышать 30–33 % (полученное давление ММР согласно корреляции <25 МПа).

В целом полученные результаты, основанные на применении вышерассмотренных корреляций, согласуются с экспериментами вытеснения нефти газом первой ступени сепарации и обогащенным газом на керне нижнехетской свиты, проведенными в ООО «ВНИИГАЗ», где по результатам экспериментов было заключено, что наиболее важными факторами, влияющими на достижение смешиваемости газовой и нефтяной фаз в условиях Ванкорского НГКМ, являются составы фаз и давление нагнетания. Оптимальным с физической точки зрения будет являться вариант смешивающегося вытеснения без образования двухфазной переходной зоны, осуществляющийся либо при давлениях выше 33,1 МПа – при использовании исходного газа сепарации, либо при давлениях свыше 25,5 МПа – если газ сепарации будет обогащен промежуточными компонентами C_{2-6} до величины ≈ 33 %, что также согласуется с результатами расчета.

Кроме того, специалисты «ВНИИГАЗ» делают выводы, что: а) обогащение газа промежуточными компонентами (65 % метана) улучшает его смешиваемость с нефтью и приводит к росту эффективности вытеснения: $K_{\text{выт}}=0,67-0,84$; б) увеличение начальной нефтенасыщенности будет способствовать увеличению коэффициентов вытеснения нефти обогащенным газом.

Опыты по вытеснению нефти азотом в лабораторных условиях, выполнявшиеся в ООО «РН-УфаНИПИнефть», проводились на составных моделях пласта, одна из которых комплектовалась из керна яковлевской (проницаемость составляет ($K_{\text{пр}}=0,238 \text{ мкм}^2$), а другая – из керна нижнехетской свиты ($K_{\text{пр}}=0,121 \text{ мкм}^2$). Коэффициент вытеснения в этом

случае не превысил 0,384, при том что среднее значение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах нижнехетской свиты Ванкорского НГКМ составил 0,596, что говорит о нецелесообразности применения азота в качестве вытесняющего агента.

Стоит также отметить, что опыты проводились с рекомбинированной нефтью, имевшей более низкое давление насыщения, чем в пластовых условиях ($P_{\text{нас}}=19,3 \text{ МПа}$). Однако, как отмечают специалисты «ВНИИГАЗ», можно полагать, что качественно картина останется прежней – высокая эффективность процесса будет достигаться лишь в условиях смешиваемости. Эффект же при вытеснении равновесным газом (в режиме газовой репрессии) останется таким же низким.

Таким образом, из всех рассмотренных газовых агентов наиболее предпочтительным с целью повышения нефтеотдачи пластов Ванкорского НГКМ представляется CO_2 . Однако его применение ограничено производственными инфраструктурными условиями разработки месторождения. Использование газа в качестве вытесняющего агента ставит необходимость установки компрессорных станций, способных обеспечить постоянный расход и необходимое давление CO_2 . Кроме того, требуются дополнительные технологические сооружения, позволяющие отделить CO_2 от добываемой нефти с целью его повторного использования. Отсутствие природных источников CO_2 и рентабельных технологий по его улавливанию, а также география и размещение производств на территории Красноярского края делает эту задачу неразрешимой в настоящее время. Кроме того, необходимы дополнительные исследования по вытеснению нефти CO_2 на керне с целью определения коэффициента вытеснения.

Указанные моменты требуют значительных дополнительных инвестиционных затрат, что в условиях макроэкономической нестабильности, высокой волатильности цен на углеводородное сырье, существующих тенденций в энергообеспечении, в первую очередь со стороны основных потребителей, является фактором, кратно снижающим рентабельность данных проектов, а следовательно, обуславливающим отсутствие инвестиционной привлекательности как для отечественных, так и для иностранных инвесторов [22].

Заключение

1. Политика декарбонизации нефтегазовых производств, направленная на сокращение углеродного следа и текущее состояние разработки месторождений обуславливает поиск новых подходов к технологическим решениям в сегменте добычи углеводородного сырья, в связи с чем растет востребованность газовых методов повышения нефтеотдачи в мировой и российской практике.
2. Проведенные расчеты ММР, согласно методикам, представленным в научной литературе, показали, что более действенным является использование CO_2 по сравнению с азотом, углеводородным газом с концевых ступеней сепарации и попутным нефтяным газом в качестве газового вытеснителя

нефти для продуктивных пластов Як-III-VII, НХ-I, НХ-III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. Однако производственные, инфраструктурные, макроэкономические условия являются серьезными факторами, влияющими на рентабельность данных проектов в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году: Государственный доклад / гл. ред. Е.И. Петров, Д.Д. Тетенькин. – М.: ФГБУ «ВИМС», 2021. – 572 с.
2. McGlade C., Sondak G., Han M. Whatever happened to enhanced oil recovery? // International Energy Agency. 2018. URL: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery> (дата обращения 02.12.2021).
3. Hill L.B., Li X.C., Wei N. CO₂-EOR in China: a comparative review // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2020. – V. 103. – 103173.
4. Liu Z. et al. Status and progress of worldwide EOR field applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 193. – 107449.
5. Past projects // Petroleum Technology Research Centre (PTRC). 2021. URL: <https://ptrc.ca/projects/past-projects> (дата обращения 27.10.2021).
6. CO₂ Storage Potential of Offshore Oil and Gas Fields in Brazil / M. Ciotta, D. Peyerl, L.G.L. Zacharias, A.L. Fontenelle, C. Tassini, E.M. Moretto // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2021. – V. 112. – 103492.
7. Godoi J.M.A., Dos Santos Matai P.H.L. Enhanced oil recovery with carbon dioxide geosequestration: first steps at Pre-salt in Brazil // Journal of Petroleum Exploration and Production. – 2021. – V. 11. – P. 1429–1441.
8. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan / B.A. Beallessio, N.A. Blanquez Alonso, N.J. Mendes, A.V. Sande, B. Hascakir // Petroleum. – 2021. – V. 7 (1). – P. 1–9.
9. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 5. URL: <https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf> (дата обращения 22.11.2021).
10. «Зеленые» технологии в нефтегазодобыче / С.В. Афанасьев, В.А. Волков, П.Э. Прохоров, А.Н. Турапин // Инновации и «зеленые» технологии: Региональная научно-практическая конференция: сборник материалов и докладов. – Самара: Вектор, 2018. – С. 99–107.
11. О сокращении выбросов парниковых газов: Указ Президента РФ № 666 от 4.11.2020 // Президент России. 2020. URL: <http://kremlin.ru/acts/bank/45990> (дата обращения 27.10.2021).
12. Al-Netaifi A.S. Experimental investigation of CO₂-miscible oil recovery at different conditions: A Thesis of the Degree of Master. – Riyadh, 2008. – 92 p.
13. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 72–98.
14. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Анашкина А.Е. Опыт разработки Ванкорского месторождения // Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
15. Данько М.Ю. Эффективность методов увеличения КИН, основанных на межфазном массообмене // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2020. – № 1. – С. 31–34.
16. Кузина О.А. Двухфазная фильтрация смеси «нефть – водные растворы поверхностно-активных веществ»: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2020. – 133 с.
17. Лян М. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и SLIM TUBE: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2016. – 118 с.
18. A review of experimental methods for determining the Oil–Gas minimum miscibility pressures / K. Zhang, N. Jia, F. Zeng, S. Li, L. Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 183. – 106366.
19. Ghorbani M., Gandomkar A., Montazeri G. Describing a strategy to estimate the CO₂-heavy oil minimum miscibility pressure based on the experimental methods // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2019. – V. 41 (17). – P. 2083–2093.
20. Ghorbani M., Momeni A., Moradi B. New correlation for calculation of hydrocarbon gas minimum miscibility pressure (MMP) using wide experimental data // Petroleum science and technology. – 2013. – V. 31 (24). – P. 2577–2584.
21. Hudgins D.A., Llave F.M., Chung F.T.H. Nitrogen miscible displacement of light crude oil: a laboratory study // SPE Reservoir Engineering. – 1990. – V. 5 (01). – P. 100–106.
22. Filimonova I.V., Nемов V.Y., Shumilova S.I. Evaluation of the mutual influence of foreign investment and the development of the oil and gas complex of Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International science and technology conference. – 2019. – V. 459. – № 6. – P. 1–6.

Поступила 02.03.2022 г.

Информация об авторах

Григорьев Р.С., магистрант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шарф И.В., доктор экономических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шарф К.А., инженер по геонавигации, Schlumberger Logelco Inc.

UDC 52.47.27

PROBLEMS OF APPLYING GAS METHOD OF ENHANCED OIL RECOVERY IN VANKOR OIL FIELD

Roman S. Grigoryev¹,
roma4554@mail.ru

Irina V. Sharf¹,
irina_sharf@mail.ru

Kristina A. Sharf²,
kristina.a.sharf@gmail.com

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

² Schlumberger Logelco Inc,
14, 50-year of October street, Tyumen, 625048 Russia.

Relevance of the research is, on the one hand, conditioned by the reduction in effectiveness of oil field development using conventional methods, on the other hand, by climate change agenda, which is aimed at reduction in carbon footprint in production. The global experience has shown the growing demand for gas method of enhanced oil recovery that optimally meets the requirements for balance between oil recovery and carbon footprint.

The aim of the research is to justify the probability of gas method of enhanced oil recovery at basic developed oil fields of the formations K1jk-III-VII, K1nch-I, K1nch-III-IV.

Research area is Vankor oil-gas condensate field located in Krasnoyarsk Territory and included in Vankor Cluster.

Method: calculation of minimum miscibility pressure using techniques from Russian and international practice.

Results. Taking into account oil displacement with gas and key factors influencing the process and choice of gas (pressure and temperature condition, geologic and physical reservoir characteristics, physical and chemical composition of formation fluids), the calculation of minimum miscibility pressure was performed at which gas can be completely dissolved in formation oil as a result of multiple contact miscible process at formation temperature. The types of gas miscibility with formation fluid were justified for the chosen pay zone in Vankor oil-gas condensate field, as well as the maximum efficiency of carbon dioxide gas as a gas driver was substantiated to enhance oil recovery as compared to nitrogen and carbon dioxide gas at final stage of separation. However, due to contemporary infrastructure, production, macroeconomic conditions of producing company operation the project is not profitable.

Key words:

Oil field, pay zone, gas method, carbon dioxide, minimum miscibility pressure, oil recovery enhancement.

REFERENCES

1. *sostoyanii i ispolzovaniia mineralno-syrevykh resursov Rossiyskoy Federatsii v 2020 godu: Gosudarstvenny doklad* [On the state and use of mineral resources of the Russian Federation in 2020: State report]. Eds. E.I. Petrov, D.D. Tetenkin. Moscow, VIMS Publ., 2021. 572 p.
2. McGlade C., Sondak G., Han M. Whatever happened to enhanced oil recovery? 2018. *International Energy Agency*. Available at: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery> (accessed 2 December 2021).
3. Hill L.B., Li X.C., Wei N. CO₂-EOR in China: a comparative review. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, vol. 103, 103173.
4. Liu Z. Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, 107449.
5. Past projects. 2021. *Petroleum Technology Research Centre (PTRC)*. Available at: <https://ptrc.ca/projects/past-projects> (accessed 27 October 2021).
6. Ciotta M., Peyrel D., Zacharias L.G.L., Fontenelle A.L., Tassin C., Moretto E.M. CO₂ storage potential of offshore oil and gas fields in Brazil. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, vol. 112, 103492.
7. Godoi J.M.A., Dos Santos Matai P.H.L. Enhanced oil recovery with carbon dioxide geosequestration: first steps at Pre-salt in Brazil. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 2021, vol. 11, pp. 1429–1441.
8. Bealesio B.A., Blanquez Alonso N.A., Mendes N.J., Sande A.V., Hascakir B. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan. *Petroleum*, 2021, vol. 7 (1), pp. 1–9.
9. Khromykh L.N., Litvin A.T., Nikitin A.V. Application of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *The Eurasian Scientific Journal*, 2018, no. 5. In Rus. Available at: <https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf> (accessed 22 November 2021).
10. Afanasev S.V., Volkov V.A., Prokhorov P.E., Turapin A.N. «Zelenye» tekhnologii v neftegazodobyche [«Green» technologies in the field of oil and gas recovery]. *Innovatsii i «zelenye» tekhnologii. Regionalnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya* [Innovations and «green» technologies. Regional scientific and practical conference]. Samara, Vektor Publ. house, 2018. pp. 99–107.
11. sokrashchenii vybrosov parnikovykh gazov: Ukaz Prezidenta RF № 666 ot 4.11.2020 [On reducing greenhouse gas emissions: Decree of the President of the Russian Federation No. 666 dated November 4, 2020]. 2020. *Prezident Rossii* [President of Russia]. Available at: <http://kremlin.ru/acts/bank/45990> (accessed 27 October 2021).
12. Al-Netaifi A.S. *Experimental investigation of CO₂-miscible oil recovery at different conditions*. A Thesis of the Degree of Master. Riyadh, 2008. 92 p.
13. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Analysis of the current state of development of the Vankorskoye oil-gas-condensate field. *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)*, 2018, no. 4, pp. 72–98. In Rus.
14. Panikarovskii E.V., Panikarovskii V.V., Anashkina A.E. Vankor oil field development experience. *Oil and Gas Studies*, 2019, no. 1, pp. 47–51. In Rus.
15. Danko M.Yu. Efficiency of methods for increasing oil recovery factor based on interphase mass transfer. *Exposition Oil Gas*, 2020, no. 1, pp. 31–34. In Rus.

16. Kuzina O.A. *Dvukhfaznaya filtratsiya smesi «neft – vodnye rastvory poverkhnostno-aktivnykh veshchestv»*. Dis. Kand. nauk [Two-phase filtration of a mixture of «oil – aqueous solutions of surfactants». Cand. Diss.]. Tyumen, 2020. 133 p.
17. Lyan M. *Fizicheskoe modelirovanie vytesneniya nefi gazom (rastvoritelem) s ispolzovaniem kernovykh modeley plasta i SLIM TUBE*. Dis. Kand. nauk [Physical modeling of oil displacement by gas (solvent) using reservoir core models and SLIM TUBE. Cand. Diss.]. Moscow, 2016. 118 p.
18. Zhang K., Jia N., Zeng F., Li S., Liu L. A review of experimental methods for determining the Oil–Gas minimum miscibility pressures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 183, 106366.
19. Ghorbani M., Gandomkar A., Montazeri G. Describing a strategy to estimate the CO₂-heavy oil minimum miscibility pressure based on the experimental methods. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2019, vol. 41 (17), pp. 2083–2093.
20. Ghorbani M., Momeni A., Moradi B. New correlation for calculation of hydrocarbon gas minimum miscibility pressure (MMP) using wide experimental data. *Petroleum science and technology*, 2013, vol. 31 (24), pp. 2577–2584.
21. Hudgins D.A., Llave F.M., Chung F.T.H. Nitrogen miscible displacement of light crude oil: a laboratory study. *SPE Reservoir Engineering*, 1990, vol. 5 (01), pp. 100–106.
22. Filimonova I.V., Nemov V.Y., Shumilova S.I. Evaluation of the Mutual Influence of Foreign Investment and the Development of the Oil and Gas Complex of Russia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International science and technology conference*, 2019, vol. 459, no. 6, pp. 1–6.

Received: 2 March 2022.

Information about the authors

Roman S. Grigoryev, master student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Irina V. Sharf, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Kristina A. Sharf, well placement engineer, Schlumberger Logelco Inc.

UDC 550.8+550.84.09

GEOPHYSICAL EXPLORATIONS BY RESISTIVITY AND INDUCED POLARIZATION METHODS FOR THE COPPER DEPOSIT, SOUTH KHORASAN, IRAN

Adel Shirazy¹,
Adel.shirazy@shahroodut.ac.ir

Ardeshir Hezarkhani¹,
Ardehez@aut.ac.ir

Aref Shirazy¹,
Aref.shirazi@aut.ac.ir

Timofey V. Timkin²,
timkin@tpu.ru

Valery G. Voroshilov²,
v_g_v@tpu.ru

¹ Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic),
Khafez avenue, 1591634311, Tehran, Iran.

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

The relevance. These are the first geophysics studies in the Mesgaran exploration area. Based on geological studies in the mineral zone, copper mineralization was proven. The mineralization type in this area was identified as Cyprus-type massive sulfide. The complexity of the geological structure determines the need to use geophysical research and forecasting methods for planning mining and drilling operations.

The main aim of this study is the application of geophysical methods in the search for mineral deposits and modeling of the geological environment.

Object: Mesgaran exploration area, South Khorasan province, Iran.

Methods. In order to obtain more subsurface information, geophysical methods IP and Rs were used. Five profiles were designed and implemented for geoelectric surveys. Overall, five profiles (P1 to P5) were read as dipole-dipole arrays with 784 points. The profiles were taken east-west and north-south along parallel to the mineralization zones. The dipole-dipole array is designed with the parameters $AB=MN=20$ m, $jump=20$ m and up to 6 jumps for MN.

Results. In general, four types of anomalies were identified in these investigations. Which to some extent revealed the association of anomalies with the types of rocks and mineralization of the study area: 1) anomalies with low electrical resistivity, as well as low polarity, often correspond to quaternary alluvial deposits; 2) abnormalities with high electrical resistance, and low polarity, which are consistent with limestone's and are often superficial; 3) anomalies with high polarity and high resistance, which in the south of the profiles form altitude and correspond to the agglomerates; 4) anomalies with high polarity and higher relative resistance are associated with igneous masses, which are often composed of andesitic-basaltic rocks. Based on the position of the identified anomalies in the 5 profiles, the optimal location of the drills was determined.

Key words:

Resistivity, induce polarization, copper deposit, geophysical model, Mesgaran, Iran.

Introduction

Mineral resources as the first link in the production chain play an undeniable role in the development, growth and prosperity of a country and form the basis of the economy and industry [1–4]. From the beginning of its creation and throughout history, human beings have used minerals according to their needs and knowledge [5–7]. In other words, these minerals form the basis of civilization. Therefore, mineral exploration has special importance as the first step in this cycle [8–12]. Along with the production and advancement of science, technology, and innovations such as remote sensing, GIS, and global positioning systems, traditional methods of mineral exploration have been replaced by new methods [13, 14]. Remote sensing is a technique of collecting information about land surface features without physical contact with them [15]. Remote sensing has great potential for

identifying altered areas associated with deposit masses thus it is known as a standard method in the field of mineral exploration and it can help to study geochemical and geophysical explorations [16–20]. It should be noted that any mining and exploration operations may damage the environment or the antiquities and geotourism sites [21, 22]. Therefore, by using the updated methods in exploratory studies and mining activities, in addition to higher productivity and avoiding spending a lot of time and money [19, 23–27], the damage to the environment can be reduced as much as possible. In geoelectric surveying, the response of the subsurface is studied with the help of an electrical transmitter-receiver setup [28]. When sulfide minerals are exposed to water and oxygen, they oxidize to form soluble metals and sulfates. Oxidation products tend to increase acidity in the oxidizing site and in the absence of alkalinity to neutralize the acidity, the pH level can decrease significantly. The increased solubility of metals in

acidic water prevents their precipitation and leads to high concentrations of dissolved metals and salts in acidic water. Eventually, surface water will find its way to where the acid is formed and carry pollutants into groundwater systems and surface water bodies [29]. Electrical resistivity surveys are used routinely in geothermal, mining, coal and groundwater and engineering applications. They are used much less routinely in oil and gas exploration. The induced polarization method was developed for detecting small concentrations of disseminated mineralization in base metal exploration [30].

Rich in mineral resources, the central and eastern part of the province of Khorasan is an important metallogenic region in eastern Iran. In recent years, new copper deposits have been discovered in the area adjacent to the study area at Shadan and the adjacent Maherabad mining area [31–34]. Signs of copper mineralization were found in the region under study, only shallow horizons were explored, so there was a need for deep exploration.

Since different geophysical methods reflect different physical parameters of rocks and ores, several methods are usually used to limit the properties of underground

minerals and reduce the amount of solutions. In recent years, integrated geophysical survey methods have played an important role in the exploration of metal ores [35–37].

To determine the presence of ore bodies at depth, confirm whether the ore bodies are continuous or discontinuous, evaluate the thickness of the ore bodies, confirm the results with geological information, detect areas without anomalies and determine the optimal points for drilling, a comprehensive geophysical survey was carried out. They will also be useful for finding similar deposits in the region under study, providing guidance on exploration that combines these geophysical methods.

Data and geological setting of the studied area

Regional Geological Setting

The study area is a part of the Sarbisheh geological map (on a scale of 1:10000000) and the Mesgaran copper deposit is located 29 km south of Sarbisheh city. The UTM geographic position is between 0770500 and 0773000 East (longitude) and 3577500 to 3581500 North (latitudes) (Fig. 1).

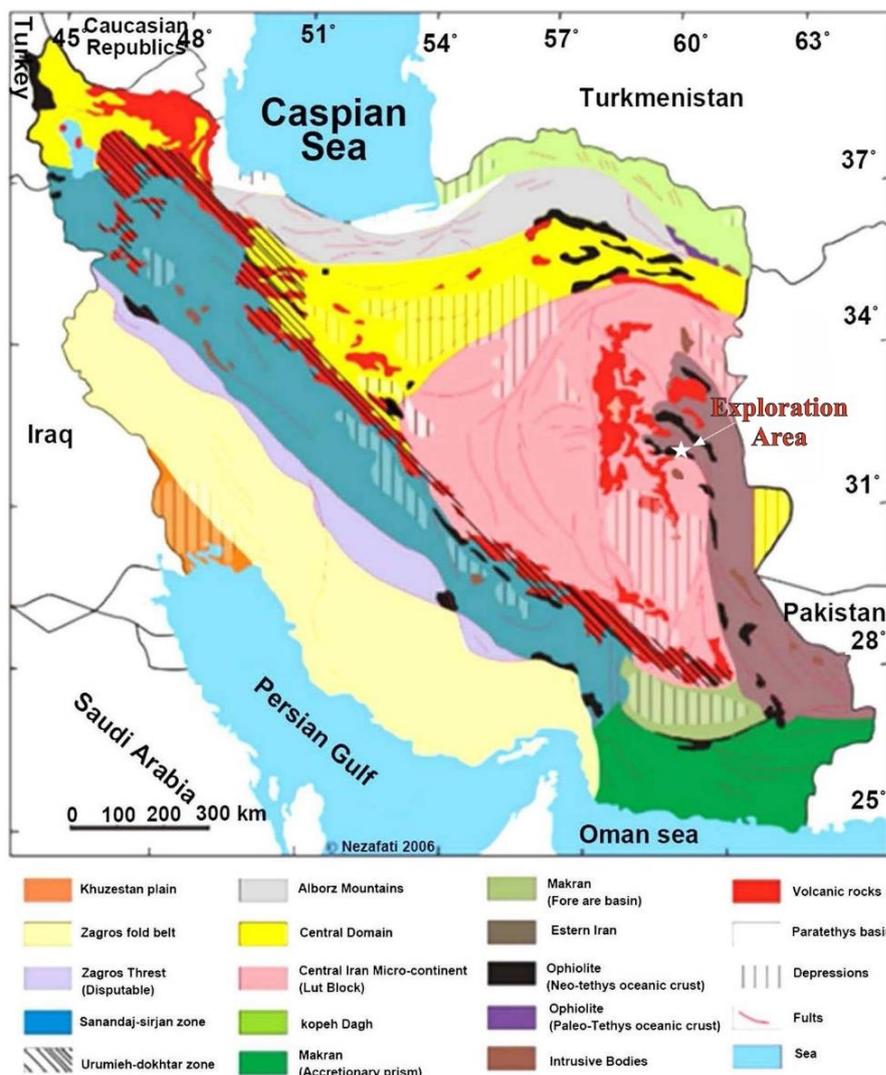


Fig. 1. Simplified geological map of geographical location of Mesgaran exploration area in west Iran
 Рис. 1. Схематическая геологическая карта разведочного района Месгаран на западе Ирана

There are no violent heights in this range, and most of them are dipped and plain. Due to the existence of Mafic and Ultramafic units (ophiolite sequence) and erosion function on these units, the topography of the area is a mild and quiet hill (Fig. 2). The sedimentary sections of the region,

in particular, have more rugged topography of limestone than mineral area. In terms of structural and sedimentary divisions, the study area is a small part of the structural zone of the East of Iran and is metallurgically located in the northern part of Ahangaran-Bandaan [38, 39].

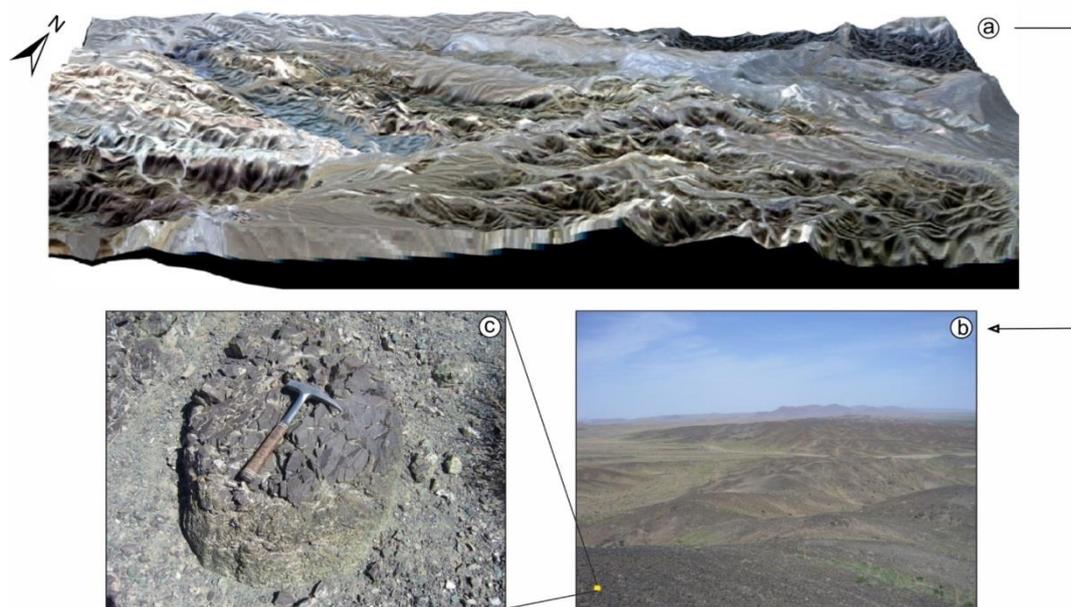


Fig. 2. (a) Digital elevation models of the Mesgaran exploration area, provided by the QuickBird satellite [11], (b) mild morphology and hills of ultrabasic rocks in the north of Mesgaran; (c) view of pillow basalt which outer surface is affected by contact with seawater and cooling and its color and texture have been changed

Fig. 2. (a) Цифровая модель рельефа горнорудного района Месгаран (данные со спутника QuickBird) [11], (b) офиолитовые покровы в северной части территории; (c) ксенолит базальта в серпентинитах, внешняя поверхность которого подверглась воздействию контакта с морской водой и охлаждению, что привело к изменению цвет и текстуры

In terms of lithology, exploratory areas include ultrabasic rocks, dolerite dikes, pillow basalts, calcareous outcrops, phyllite and schist lenses [11, 40] (Fig. 1).

The rock units in the region show a complete ophiolite sequence, but because of the compressive stresses dominant on the region, the boundaries of these units are largely faulty, and the outcrop of ultrabasic rocks, basic rocks and ocean sediments does not follow any order.

Mineralization

In the Mesgaran mining area copper mineralization has occurred in pillow-lava and andesite-basalt sequences of eastern Iran. Two mineralization zones were identified as sulfide mineralization with silicified stockworks (primary mineralization) and supergene mineralization. The primary copper mineralization in this region is mostly in accordance to silicified or carbonate veins with epidote and chlorite in volcanic basalt. These veins cross out the volcanic complex as stockworks which include Chalcopyrite, Bournite and Pyrite. In this region, we observed no evidence proving massive deposit or lens shape deposit creation. The main observed minerals are sulfide and oxide forms of copper. Malachite, azurite and lower amounts of tenorite and native copper in oxide supergene zone and chalcopyrite and bornite as the primary sulfides were detected. Oxidation and erosion caused goethite and hematite around sulfide minerals like chalcopyrite and

pyrite. Alteration is observed almost everywhere on the surface but the degree of alteration varies. Generally, alteration occurs when rocks react to hydrothermal and magmatic fluids and this reaction leads to chemical and mineralogic changes. Chlorite alteration occurred on a large scale which is a specific form of propylitic alteration. Al, Fe and Mg-rich fluids caused chlorite alteration in basic rocks [41].

In this region, argillic alteration (presence of montmorillonite mineral) as a secondary alteration is observed as well. Most of the copper is in oxide form on the surface and because of the high degree of oxidation and erosion, sulfide mineralization is rare in outcrops, so rock samples from deep well cores are needed to study the deposit. Drilling is the best choice in such situations. According to mineralization and the host rock (pillow-lava and andesite-basalt), the mineralization type seems to be categorized as a massive sulfide and redbed type. Generally, the mineralization manner (copper mineralization as stockworks), the host rock (pillow-lava and andesite-basalt), the deposit development environment (a volcanic part of an Ophiolite sequence) and the alterations (quartz-carbonate, epidote and chlorite) observed in this region and comparing them to the massive sulfide types leads to classifying Mesgaran deposit as a Volcanic Massive Sulfide (VMS) type. But still more studies are needed to prove this claim with higher accuracy [41].

Methodology and materials

Field operations

In order to study the effect of electrical resistance and IP on the qualitative and quantitative evaluation of copper mineral deposits, the geophysical operations of IP and re-

sistivity with dipole-dipole array were carried out. Overall five profiles (P1 to P5) were read as dipole-dipole arrays with 784 points (Fig. 3). The profiles were taken east-west and north-south along parallel to the mineralization zones.

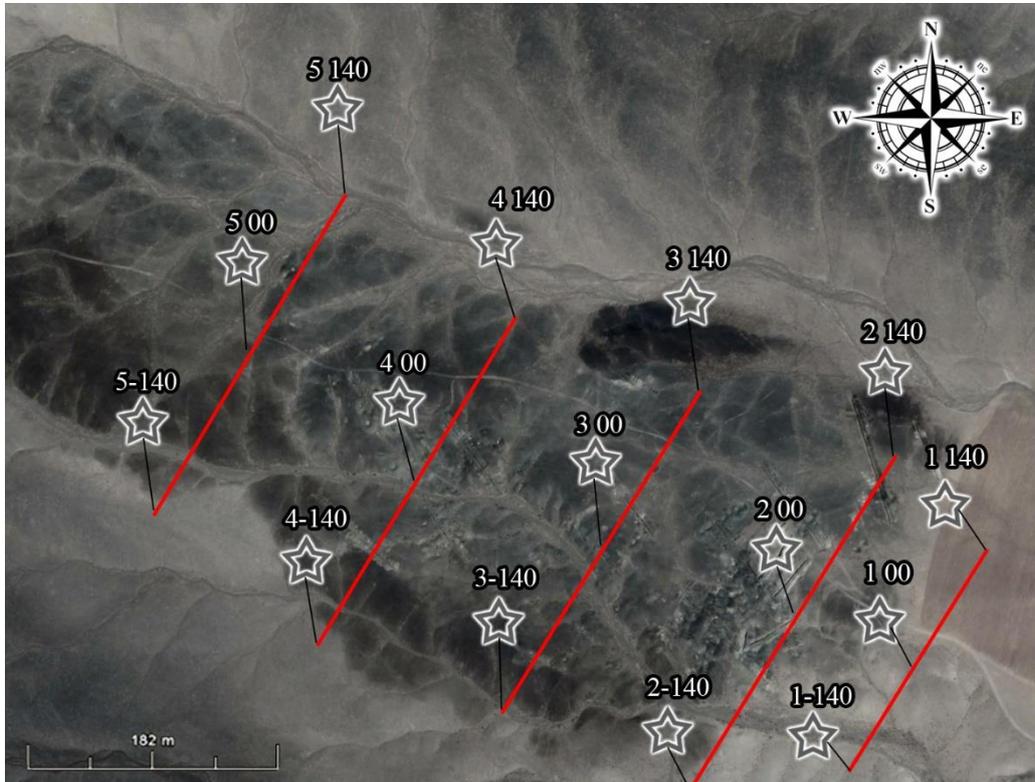


Fig. 3. Location of geophysical profiles and measurement stations in the exploration area Mesgaran

Рис. 3. Расположение геофизических профилей и станций измерения в исследуемом районе Месгаран

Resistivity geoelectric method

In the resistivity method, the spatial variation of resistivity ρ (or conductivity σ , the inverse) in the field is determined using four-electrode measurements. Two (transmitter) electrodes are deployed to create an electrical circuit. Measurement of the potential difference (voltage) between the two other electrodes permits the determination of apparent resistivity. Inverse methods may be applied to such measurements to determine an image of the subsurface structure, as illustrated later. Electrodes may be placed on the ground surface and/or in boreholes. Stainless steel is the most widely used electrode material for field measurements, although others, such as copper or brass, are also used. To avoid polarization at the electrodes, an alternating power source is utilized. A switched square wave (Fig. 4) is the most common current waveform; it is generally applied at frequencies of about 0,5 to 2 Hz. As it is shown in Fig. 4, a background (self-potential) voltage, V_{sp} , may be observed. Note that the level of this may change over time, but such drift is easily removed owing to the shape of the injected waveform. The measured transfer resistance is given by the equation (1):

$$R = V_p / I_p, \quad (1)$$

where V_p is the primary (peak) voltage and I_p is the injected current, as it is shown in Fig. 5. Note that the voltage series in Fig. 6 is idealized since no capacitive (electrical charge storage) effects are observed [42].

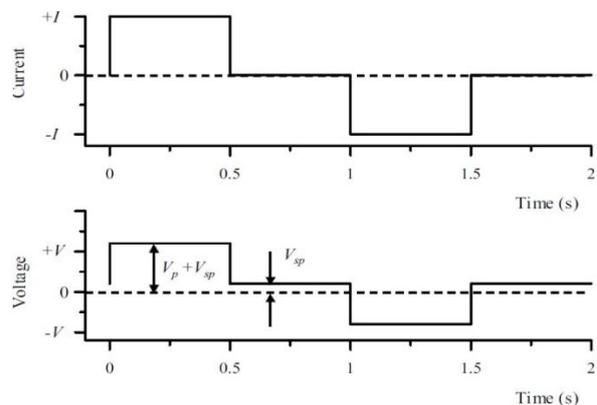


Fig. 4. Typical current and idealized voltage waveforms for field DC resistivity surveys. V_p is the primary voltage, V_{sp} is the observed self-potential voltage [42]

Fig. 4. Типичные формы тока и идеализированного напряжения для полевых исследований удельного сопротивления постоянному току. V_p – первичное напряжение, V_{sp} – наблюдаемое напряжение собственного потенциала [42]

As it is illustrated in Fig. 5, current flow in homogenous earth from an electrode placed on the ground surface will follow equation (2):

$$V = \frac{\rho I}{2\pi r}, \quad (2)$$

where ρ is the resistivity and r the distance from the electrode. Since the apparent resistivity ρ_a is defined as the resistivity of homogenous earth to which the measured transfer resistance is equivalent, this equation may be used with the superposition principle to derive expressions for the apparent resistivity of specific electrode arrangements [43].

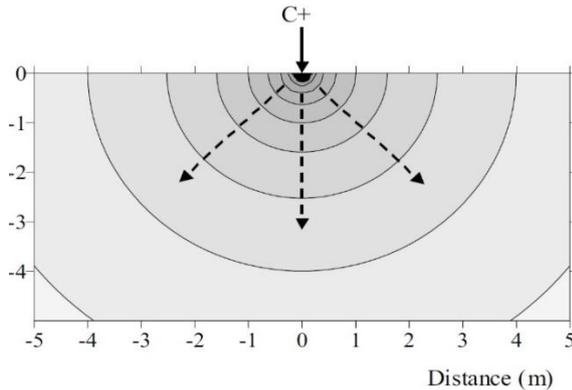


Fig. 5. Potential variation in a half-space with uniform resistivity distribution due to current injection at the ground surface [42]

Fig. 5. Потенциальное изменение в полупространстве с однородным распределением удельного сопротивления из-за подачи тока на поверхность Земли [42]

A number of electrode configurations are commonly used for ground-surface surveys. Fig. 6 illustrates the Wenner, dipole-dipole, and Schlumberger surveys.

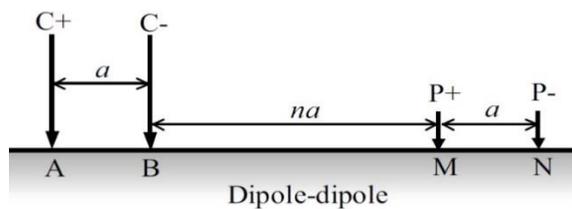


Fig. 6. Dipole-dipole electrode array [42]

Fig. 6. Диполь-дипольная электродная решетка [42]

Induced Polarization (IP) Geoelectric Method

Induced polarization (IP) methods measure the rates with which electrical charges build up in the ground due to the applied voltage, and at which they balance out after such voltages are removed. Common sources of the effect are charge polarization on individual grains, charge build up within clay layers, and electrochemical interactions at grain surfaces [43]. As the IP effect results from currents passing through the ground, IP surveys always measure resistivity in addition to some index of polarization. The reported polarization index is different for different IP equipment; it may be changeability in mV-sec/V, percent frequency effect (a dimensionless percentage), or phase shift in milliradians between transmitted and received

signals [44]. While soil resistivity is controlled primarily by electrical conductivity in the pore fluid, IP is strongly affected by processes at the fluid-grain interface. During IP-survey, both resistive and capacitive properties of the soil are measured. As a result of IP studies, at least theoretically, additional information about spatial variations in lithology and chemical composition of the grain surface can be determined. IP measurements are made in the field using a four-electrode circuit. Measurements can be made in the time or frequency domain. In the first case, the voltage drop over time is measured after the current is stopped (Fig. 7). The gradual (rather than abrupt) decrease in measured voltage is a complex function of the electrical charge polarization at the fluid-grain interface, and the conduction within the pore fluid and along the grain boundaries.

Seigel [45] defined the apparent chargeability (m_a) as equation (3):

$$m_a = \frac{V_s}{V_p}, \quad (3)$$

where V_s is the secondary voltage (voltage immediately after the current is shut off) and V_p is the primary voltage [42].

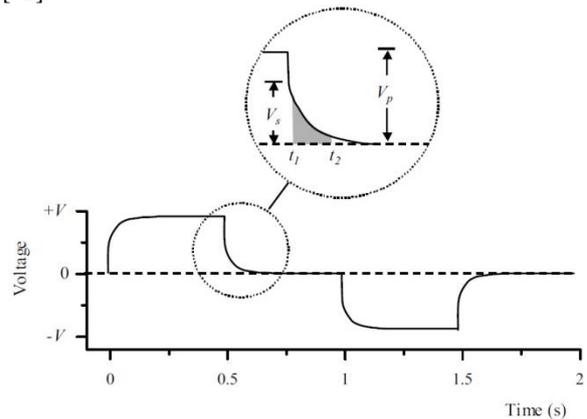


Fig. 7. Measurement of time-domain induced polarization [42]

Fig. 7. Измерение поляризации, вызванной во временной области [42]

In frequency-domain mode, a phase-shifted voltage relative to an injected alternating current is measured. Traditionally, the percent frequency effect (PFE) has been used as an IP measure in the frequency domain. Here, a comparison of impedance magnitudes is made at different injection frequencies. Alternatively, the impedance (in terms of magnitude and phase angle) may be used as a measure of IP. This is commonly referred to as complex resistivity. When the injected current is applied at different injection frequencies, an impedance spectrum is obtained. This is commonly referred to as spectral IP (SIP). IP can be measured in the field using a similar approach to that for DC resistivity. The potential electrodes should, ideally, be nonpolarizing (for example, copper-copper sulfate), although conventional DC resistivity electrodes were used with some success. To avoid electromagnetic coupling effects, the cable used for current injection should be short and isolated, as much as

possible, from cables connected to the potential electrodes. Dipole-dipole arrays for ground-surface surveys are often preferred because of their minimal coupling effects and safer operating conditions (particularly for long survey transects). For IP surveys, injection currents often need to be much higher than those used for DC resistivity to ensure good signal-to-noise ratios. This is particularly important when using a dipole-dipole electrode configuration [42].

Processing and interpreting resistivity and IP data

There are several methods for processing and interpreting resistivity and IP data. In the past, most interpretations were made based on electrical resistivity and apparent IP [46]. With the advancement of computer science and numerical analysis of inversion, it is now possible to directly investigate resistive and IP data. The Res2DInv software package is used to conduct dipole-dipole studies [47].

Pseudo-sectional drawing method

In most 2D resistances and IP surveys, pseudo-dimensional drawings are used. In this method, the midpoint of the electrodes that are measured is considered as a reading point. The vertical position of the reading value is located below the reading point, which is proportional to the distance of the electrodes. For IP surveys, the conventional method is the two-line cross-section, which converges at an angle of 45° .

From pseudo-sectional drawings, an approximate image of the distribution of resistances or subsurface IP is obtained. The conventional method of taking IP is dipole-dipole. This approach is widely used in IP operations due to the low efficiency of coupling between current and potential electrodes. In a model, several parameters change, which causes a change in the response of the model. In an inversion, we try to obtain the physical quantities that have the closest conditions to the real model.

Inversion of two-dimensional Resistivity and IP data

Data is controlled in terms of quality before inversion. In this process, noises created systematically or accidentally should be removed from the data. The issue of the absence of a unified model in the modeling of geophysical data is well-known. Data inversion uses different information to limit possible models. For example, in many surveys, there is information on subsurface geology that can contribute to the initial model. In an inversion, we always look for a model that meets the real conditions governing the environment [48, 49]. In all of the inversion methods, the initial model alternates so that the difference between the response of the model [50] and the actual data is minimized [51].

Results and discussion

Inverse Models of Resistivity and IP Data

Profile 1

This profile includes the dipole-dipole array with the parameters $AB=MN=10$ m, $jump=10$ m and up to eight

jumps for MN were taken. Fig. 8 shows the induced polarization and resistivity model along with profile 1. On the resistivity model of this profile, there are generally three northern, central, and southern parts. The central part of the station, -60 to -10 , at which the level is low, increases the resistance and then the resistance is reduced, which is probably related to the crushed zone. The southern part shown a higher resistance from station -60 to the south. The northern part of the point -10 to the north end has a high resistance and probably corresponds to the basaltic and andesitic sections. On the map of the induced polarization model of this profile, it can be seen that the central part mentioned above, which has less resistance, has less polarization as well. In the south, the amount of polarity rose, but at the same time, the amount of special resistance increased, which does not show sulfide mineralization, but also does not affect the surface of the earth. The surface rocks observed in this part are agglomerate rocks. In the north, there is a limestone rock that does not cross directly through the profile that intercepts the valley. The effects of mineralization on the ground also indicate the presence of mineralization at the station of zero to 10. Thus, on this profile, the range between the northern station 5 is to be examined up to a depth of 20 meters with a 20-degree angle, and a station 30 for a borehole with the depth of 40 meters, and angle of 25 degrees along with the profile and both to the south.

Profile 2

This profile includes the dipole-dipole array with the parameters $AB=MN=20$ m, $jump=20$ m and up to six jumps for MN were taken. As it is shown in Fig. 9, on the map, the resistance model of this profile separates the yellow-brown to red sections of the high-resistivity sections. Green and blue sections show lower relative resistivity. There is significant contact between station zero to -20 . Limestones also have little effect on this profile. The resistivity amount at the ground level from station -20 to the south is generally high and at a depth of 20 meters in the same range were reduced. Due to the increase in the amount of polarity in the same range, geophysically, it is a suitable area for the presence of sulfide minerals, but there is no mineralization on the earth. On the other hand, in the north, the amount of resistance on the ground was reduced, which is natural due to the presence of alluvium, and then in-depth the amount of resistance increased, which increases the probability of the presence of the basic mass in this section. On the map of induction polarization, the generally visible boundaries on the earth's surface near the zero point of the profile where the effects of copper minerals such as malachite are observed have a low polarity density with a high green color, which does not show many extensions. It might be possible to link the anomaly between the station to zero and 20 with an anomaly in-depth, between stations 30 and 80. In this case, station 60 is suitable for drilling 20 degrees to the south along the profile to a depth of 50 meters. Station 60 is also proposed vertically up to 40 meters in depth to be drilled at a later stage.

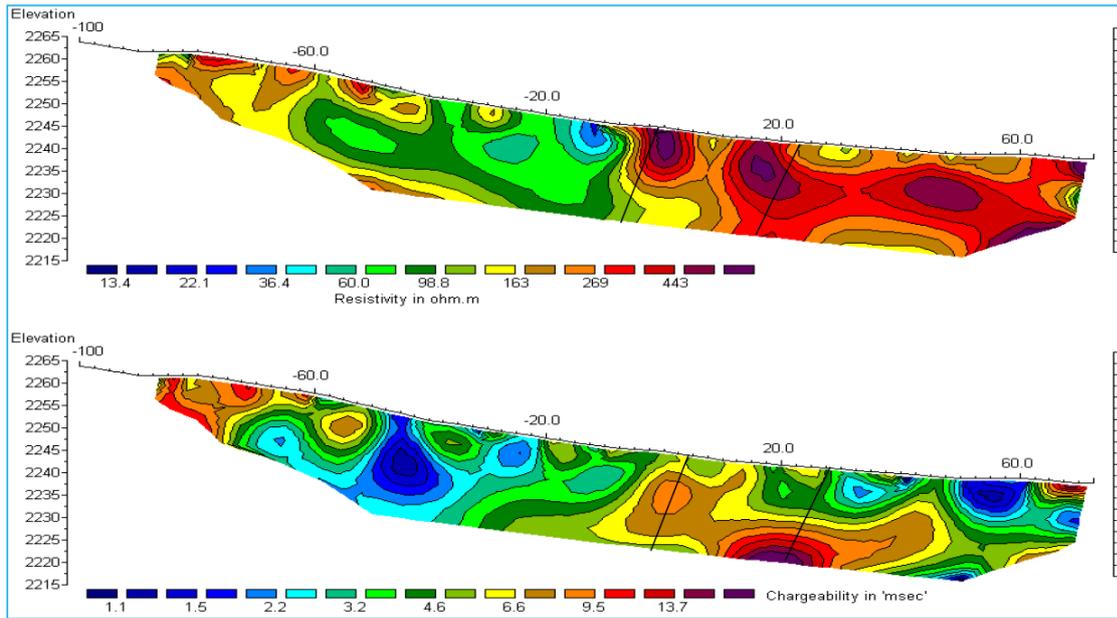


Fig. 8. Up-resistivity and down-induced polarization model on profile 1

Fig. 8. Модель повышения удельного сопротивления и пониженной поляризации в профиле 1 с вынесенными проектными скважинами

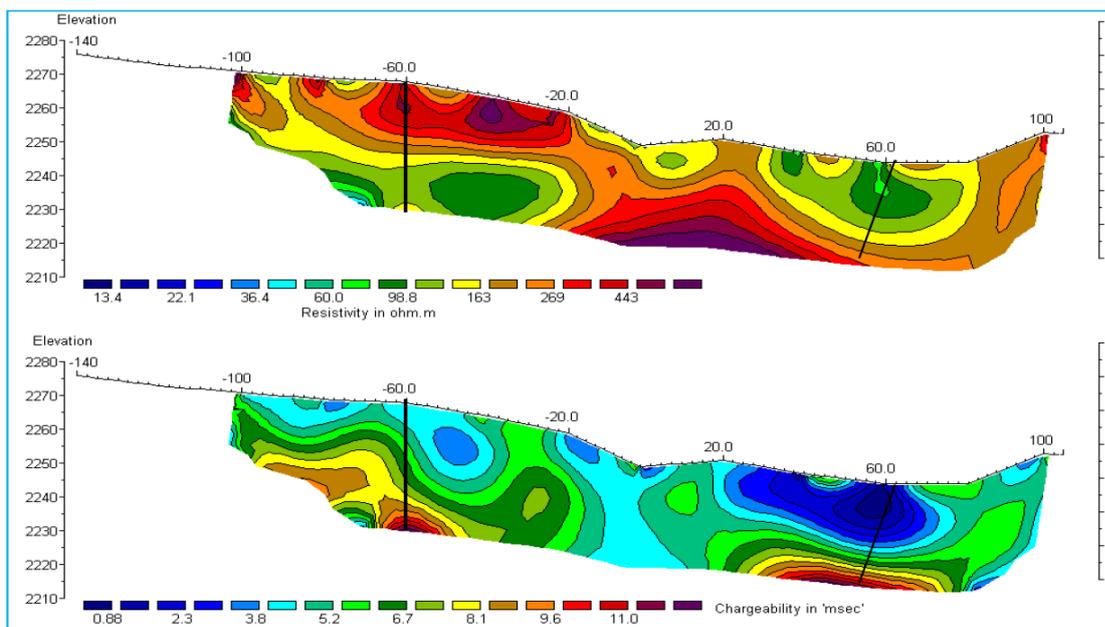


Fig. 9. Up-resistivity and down-induced polarization model on profile 2

Fig. 9. Модель повышения удельного сопротивления и пониженной поляризации в профиле 2 с вынесенными проектными скважинами

Profile 3

This profile includes the dipole-dipole array with the parameters $AB=MN=20$ m, $jump=20$ m and up to six jumps for MN were taken. On the map of the resistivity model in Fig. 10, high resistivity sections can be found, between stations -15 to 10 , and also between stations 20 to 45 and from station 60 to the north, among these sections, resistance was reduced. The contacts or faults can be separated around stations number 50 and -15 . On

the section of the induced polarization model of this profile, superficial mineralizations can be found between stations 50 to 60 , 30 to 40 , 0 to 20 , -10 to -20 . More important than the superficial mineralizations, on this profile, significant anomalies, from the station 40 north to -20 in the south, from the depth of 10 to a depth of 40 meters extended. In this way, on this profile, station 30 and station 10 for drilling to 40 meters depth with a 20 -degree angle to the south along the profile is suggested.

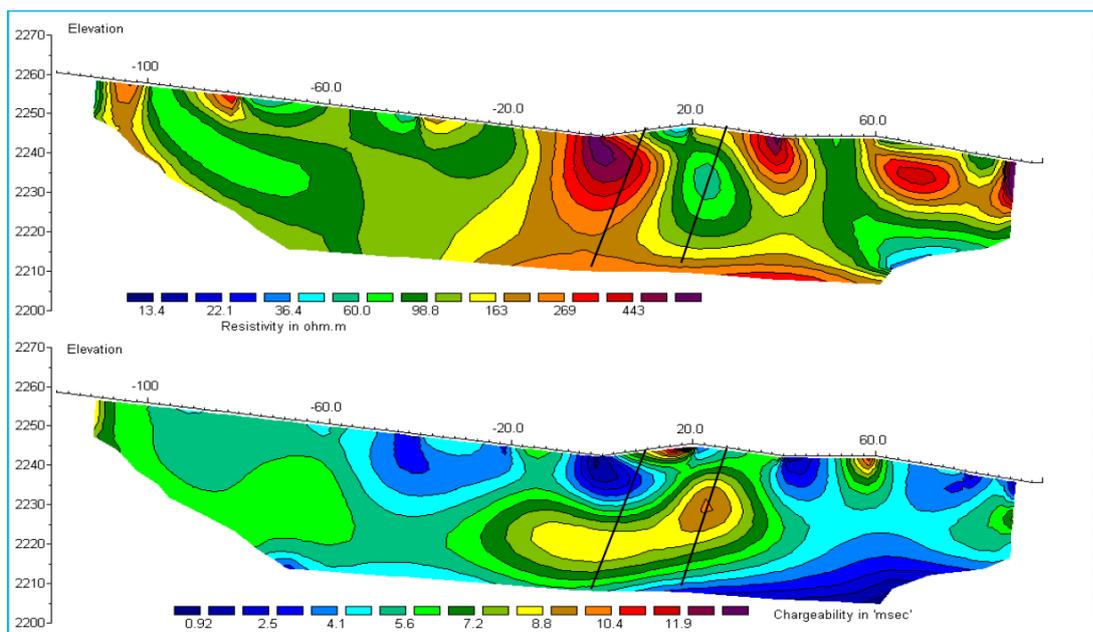


Fig. 10. Up-resistivity and down-induced polarization model on profile 3

Fig. 10. Модель повышения удельного сопротивления и пониженной поляризации в профиле 3 с вынесенными проектными скважинами

Profile 4

This profile includes the dipole-dipole array with the parameters $AB=MN=20$ m, $jump=20$ m and up to six jumps for MN were taken. Fig. 11 shows the model of resistivity and induced polarization of profile 4. On the map of the resistivity model, contacts can be seen at stations 60 and -90. At station -90 to the south, there are the agglomerate rocks. A low resistive part is seen between stations 15 to 45 in widths of 30 m. At station -80, it is also seen, in addition to low resistance, that the

other part, located mainly on andesites and basalts, with depths from 10 to 15 m, starts from station 15 in the north, and some surface fragments go to station -70 in the south. On the map of the induced polarization model, in the southern part, the agglomerates show high polarity. The largest anomaly in terms of severity and extent is seen between stations -40 and -15. On this profile, the zero station is recommended for drilling up to a depth of 40 m with an angle of 25 degrees along with the profile to the south.

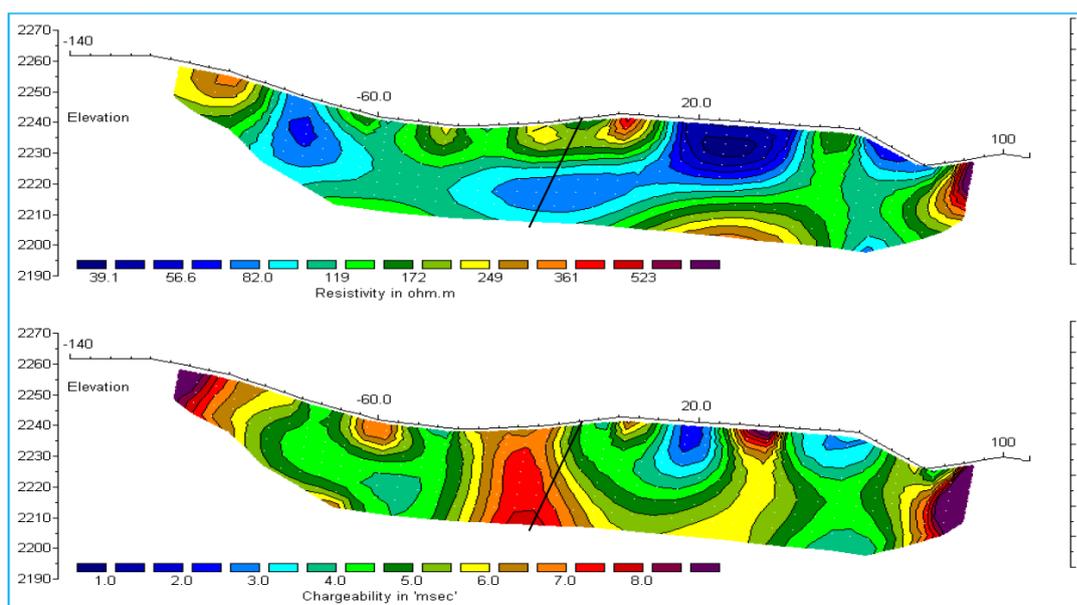


Fig. 11. Up-resistivity and down-induced polarization model on profile 4

Fig. 11. Модель повышения удельного сопротивления и пониженной поляризации в профиле 4 с вынесенными проектными скважинами

Profile 5

This profile includes the dipole-dipole array with the parameters $AB=MN=20$ m, $jump=20$ m and up to six jumps for MN were taken. As it is shown in Fig. 12, on the map, the resistivity profile model of this profile can be generally referred to as a central high strength section from the station 30 to 60 – to a width of approximately 90 ms on this profile, which is roughly spread vertically to the depth. This part corresponds to andesitic rocks containing mineralization. The amount of resistance was reduced to both sides of the south and north, which is likely to coincide with the alluvium because the amount of induced polarization was reduced as well. Of course, the presence of limestone in the northern part, on the

surface, rose the resistance between stations 40 to 90 with a slight rupture. On the map of the induced polarization the model of this profile is referred to three areas that are characterized by three proposed lines for drilling. Although superficial mineralization is observed at a distance between stations –10 to –20 in the south and 10 to 20 in the north, the main anomalies are below the station's numbers –60, –20 and 20. In this way, on this profile, station 30 for drilling with the angle of 20 degrees to the south along the profile up to a depth of 40 m, and station –10 for drilling with the angle of 25 degrees to the south to a depth of 30 m and station –65 with the angle of 20 degrees to the north along with the profile up to a depth of 40 m on this profile are suggested.

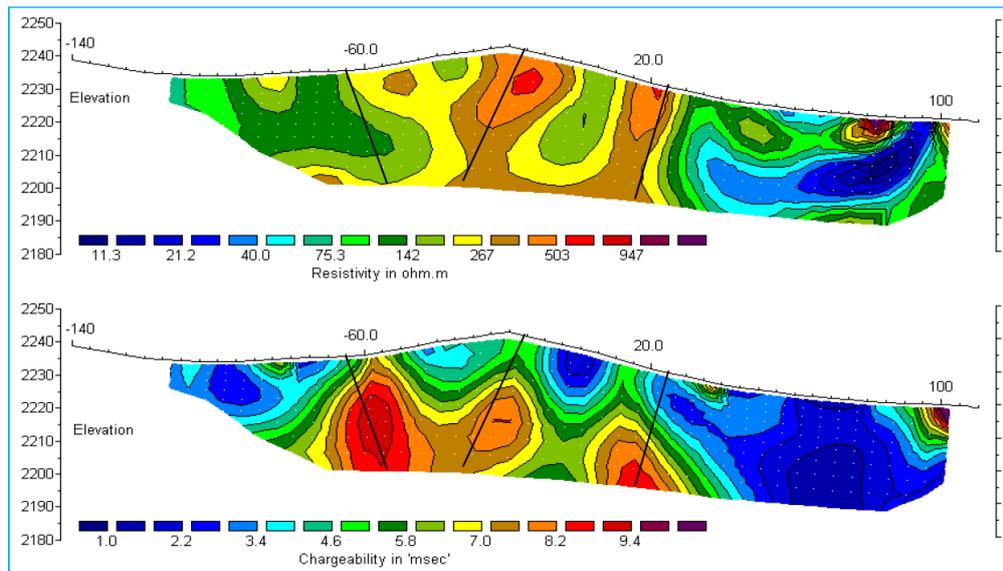


Fig. 12. Up-resistivity and down-induced polarization model on profile 5

Fig. 12. Модель повышения удельного сопротивления и пониженной поляризации в профиле 5 с вынесенными проектными скважинами

Conclusion

In general, four types of anomalies were identified in this investigation, which to some extent revealed the association of anomalies with the types of rocks and mineralization of the study area:

- The average value of the geophysical anomaly threshold is 250 ohm-m for resistivity and 7 mV/V for chargeability. This threshold was determined based on the geological and lithological characteristics of the target copper mineralization. In these values, the detection of copper mineralization is more likely than in others.
- Anomalies with low electrical resistivity, as well as low polarity, often correspond to quaternary alluvial deposits.

- Abnormalities with high electrical resistance, and low polarity, are consistent with limestones and are often superficial.
- Anomalies with high polarity and high resistance in the south of the profiles form altitude and correspond to the agglomerates.
- Anomalies with high polarity and higher relative resistance are associated with igneous masses, which are often composed of rocks of basaltic composition with ore mineralization. In cases where electrical resistance in this part of the rock is further reduced, it can be used to form the sulfide mass in this rock or to the extent of its contact with limestone.

Based on the position of the identified anomalies in each profile, the optimal location of the drills was determined. The proposed exact location of each drill is shown on the drawn cross-section of the profile.

REFERENCES

1. Khakmardan S., Shirazi A., Shirazy A., Hosseingholi H. Copper oxide ore leaching ability and cementation behavior, mesgaran deposit in Iran. *Open Journal of Geology*, 2018, vol. 09, no. 8, pp. 841–858.
2. Segura-Salazar J., Tavares L.M. Sustainability in the minerals industry: seeking a consensus on its meaning. *Sustainability*, 2018, vol. 10, no. 5, pp. 1–38.
3. Pokhrel L.R., Dubey B. Global scenarios of metal mining, environmental repercussions, public policies, and sustainability: a re-

- view. *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, 2013, vol. 43, no. 21, pp. 2352–2388.
4. Campbell J.B., Wynne R.H. *Introduction to remote sensing*. 5th ed. Eds. J.B. Campbell, R.H. Wynne. New York, The Guilford Press, 2011. 662 p.
 5. Ali S.H., Giurco D., Arndt N., Nickless E., Brown G., Demetriades A., Durrheim R., Enriquez M.A., Kinnaird J., Littleboy A., Meinert L.D., Oberhänsli R., Salem J., Schodde R., Schneider G., Vidal O., Yakovleva N. Mineral supply for sustainable development requires resource governance. *Nature*, 2017, vol. 543, no. 7645, pp. 367–372.
 6. Sabins F.F. *Remote sensing-principles and interpretation*. New York, WH Freeman and company, 1987. 449 p.
 7. Rahimdel M.J., Nofereesti H. Investment preferences of Iran's mineral extraction sector with a focus on the productivity of the energy consumption, water and labor force. *Resour Policy*, 2020, vol. 67, pp. 1–15.
 8. Alahgholi S., Shirazy A., Shirazi A. Geostatistical studies and anomalous elements detection, Bardaskan Area, Iran. *Open Journal of Geology*, 2018, vol. 8, no. 7, pp. 697–710.
 9. Sabins F.F. Remote sensing for mineral exploration. *Ore Geology Reviews*, 1999, vol. 14, pp. 157–183.
 10. Timkin T., Voroshilov V., Yanchenko O., Suslov J., Korotchenko T. Geology, geochemistry and gold-ore potential assessment within Akimov ore-bearing zone (the Altai Territory). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, pp. 1–5.
 11. Shirazi A., Shirazy A., Karami J. Remote sensing to identify copper alterations and promising regions, Sarbishe, South Khorasan, Iran. *International Journal of Geology and Earth Sciences*, 2018, vol. 4, no. 2, pp. 36–52.
 12. Pshenichkin A., Timkin T., Oskina Y. Noble metals in rocks and ores of Maysko-Lebed ore field (Mountain Shoriya). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24, pp. 1–6.
 13. Shirazi A., Shirazy A., Saki S., Hezarkhani A. Introducing a software for innovative neuro-fuzzy clustering method named NFCMR. *Global Journal of Computer Sciences: theory and research*, 2018, vol. 8, no. 2, pp. 62–69.
 14. Gupta R.P. *Remote sensing geology*. Springer, 2017. 428 p.
 15. Shirmard H., Farahbakhsh E., Müller R.D., Chandra R. A review of machine learning in processing remote sensing data for mineral exploration. *Remote Sensing of Environment*, 2022, vol. 268, pp. 1–21.
 16. Pour A.B., Hashim M., Hong J.K., Park Y. Lithological and alteration mineral mapping in poorly exposed lithologies using Landsat-8 and ASTER satellite data: north-eastern Graham Land, Antarctic Peninsula. *Ore Geology Reviews*, vol. 108, pp. 112–133.
 17. Mahanta P., Maiti S. Regional scale demarcation of alteration zone using ASTER imageries in South Purulia Shear Zone, East India: implication for mineral exploration in vegetated regions. *Ore Geology Reviews*, 2018, vol. 102, pp. 846–861.
 18. Sonbul A.R., El-Shafei M.K., Bishta A.Z. Using remote sensing techniques and field-based structural analysis to explore new gold and associated mineral sites around Al-Hajar mine, Asir terrane, Arabian Shield. *Journal of African Earth Sciences*, 2016, vol. 117, pp. 285–302.
 19. Shirazy A., Ziaii M., Hezarkhani A., Timkin T.V., Voroshilov V.G. Geochemical behavior investigation based on K-means and artificial neural network prediction for titanium and zinc, Kivi region, Iran. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 3, pp. 113–125. In Rus.
 20. Woźniak S.B., Stramski D. Modeling the optical properties of mineral particles suspended in seawater and their influence on ocean reflectance and chlorophyll estimation from remote sensing algorithms. *Applied Optics*, 2004, vol. 43, no. 17, pp. 3489–3503.
 21. Dowling R., Newsome D. Geotourism's issues and challenges. *Geotourism*, 2006, pp. 242–254.
 22. Mehdipour Ghazi J., Hamdollahi M., Moazzen M. Geotourism of mining sites in Iran: an opportunity for sustainable rural development. *International Journal of Geoheritage and Parks*, 2021, vol. 1, no.9, pp. 129–142.
 23. Shirazy A., Hezarkhani A., Timkin T., Shirazi A. Investigation of magneto-/radio-metric behavior in order to identify an estimator model using K-means clustering and Artificial Neural Network (ANN) (Iron Ore Deposit, Yazd, IRAN). *Minerals*, 2021, vol. 11, no. 12, pp. 1–18.
 24. Mohammadi N.M., Hezarkhani A., Maghsoudi A. Application of K-means and PCA approaches to estimation of gold grade in Khooni district (central Iran). *Acta Geochimica*, 2018, vol. 37, pp. 102–112.
 25. Liu Y., Zhou K., Cheng Q. A new method for geochemical anomaly separation based on the distribution patterns of singularity indices. *Computers & Geosciences*, 2017, vol. 105, pp. 139–147.
 26. Shirazy A., Ziaii M., Hezarkhani A., Timkin T. Geostatistical and remote sensing studies to identify high metallogenic potential regions in the Kivi Area of Iran. *Minerals*, 2020, vol. 10, pp. 1–25.
 27. Azizi H., Tarverdi M. A., Akbarpour A. Extraction of hydrothermal alterations from ASTER SWIR data from east Zanjan, northern Iran. *Advances in Space Research*, 2010, vol. 46, no. 1, pp. 99–109.
 28. Veeken P.C.H., Legeydo P.J., Davidenko Y.A., Kudryavceva E.O., Ivanov S.A., Chuvaev A. Benefits of the induced polarization geoelectric method to hydrocarbon exploration. *Geophysics*, 2009, vol. 74, no. 2, pp. IMA-Z35.
 29. Yuval D., Oldenburg W. DC resistivity and IP methods in acid mine drainage problems: results from the Copper Cliff mine tailings impoundments. *Journal of Applied Geophysics*, 1996, vol. 34, no. 3, pp. 187–198.
 30. Ward S.H. Resistivity and induced polarization methods. *Geotechnical and environmental geophysics: Vol. I. Review and Tutorial, Investigations in Geophysics. Society of Exploration Geophysicists*, 1990, pp. 147–190.
 31. Karimpour M., Stern C., Farmer L., Saadat S. Review of age, Rb-Sr geochemistry and petrogenesis of Jurassic to Quaternary igneous rocks in Lut Block, Eastern Iran. *Geopersia*, 2011, vol. 1 (1), pp. 19–54.
 32. Richards J.P., Spell T., Rameh E., Raziqie A., Fletcher T. High Sr/Y magmas reflect arc maturity, high magmatic water content, and porphyry Cu ± Mo ± Au potential: examples from the Tethyan Arcs of Central and Eastern Iran and Western Pakistan. *Economic Geology*, 2012, vol. 107 (2), pp. 295–332.
 33. Pang K.N., Chung S.L., Zarrinkoub M.H., Khatib M.M., Mohammadi S.S., Chiu H.Y., Chu C.H., Lee H.Y., Lo C.H. Eocene–Oligocene post-collisional magmatism in the Lut–Sistan region, eastern Iran: magma genesis and tectonic implications. *Lithos*, 2013, vol. 180 (181), pp. 234–251.
 34. Etemadi A., Nadermezerji S., Karimpour M.H., Malekzadeh Shafaroudi A., Santos J.F., Ribeiro S. Geochemistry, petrogenesis, zircon UPb geochronology and SrNd isotopic composition of Kuhe-Shah volcanic rocks: implications for an active continental margin along with eastern Iran during the Paleogene. *Lithos*, 2020, vol. 378 (379), pp. 105778.
 35. Nagy Z. Advances in the combined interpretation of seismics with magnetotellurics. *Geophysical Prospecting*, 1996, vol. 44 (6), pp. 1041–1083.
 36. Zhuang Z., Jian-ming Y., Qing-dong Z., Ya-jun B., Ai-guo Q., Mo N., Zhuang Z., Jian-ming L., Chang-ming Y., Qing-dong Z., Ya-jun B., Ai-guo Q., Mo N. Application of integrated geophysical prospecting methods in the evaluation of BIF deposits—a case study in Inner Mongolia aohanqi sijiazhi BIF deposits. *Progress in Geophysics*, 2013, vol. 28 (4), pp. 2078–2084.
 37. An Z., Di Q. Investigation of geological structures with a view to HLRW disposal, as revealed through 3D inversion of aeromagnetic and gravity data and the results of CSAMT exploration. *Journal of Applied Geophysics*, 2016, vol. 135, pp. 204–211.
 38. Zarjabad H.H., Zareie A., Harchegani T.B., Farjami M. Archaeological investigation of metal smelting in Eastern Iran. Case study. Mesgaran Area one of the most ancient metal smelting plants in South Khorasan. *International journal of review in life sciences*, 2015, vol. 8, no. 5, pp. 1092–1104.
 39. Ghorbani M. *A summary of geology of Iran*. Dordrecht, The Netherlands, Springer, 2013. pp. 45–64.
 40. Mohammadi S.S., Vosoughi A.M., Pourmoafi S.M., Emami M.H., Khatib M.M. Petrography, geochemistry, genesis and tectonic setting of Mesgaran Area Granitoids (South-East of Birjand). *Journal of sciences*, 2007, vol. 17, no. 65, pp. 1–15.
 41. Agharezai M., Hezarkhani A. Delineation of geochemical anomalies based on Cu by the boxplot as an exploratory data analysis (EDA) method and concentration-volume (CV) fractal modeling in Mesgaran mining area, Eastern Iran. *Open Journal of Geology*, 2016, vol. 6, no. 10, pp. 1269–1278.

42. Binley A., Kemna A. DC resistivity and induced polarization methods. *Hydrogeophysics*, 2005, pp. 129–156.
43. Fink J.B., McAlister E.O., Sternberg B.K., Wieduwilt W.G., Ward S.H. *Induced polarization, applications and case histories*. Vol. 4. Tulsa, Oklahoma, Investigations in geophysics, society of exploration geophysicists, 1990. 411 p.
44. Campbell D.L., Fitterman D.V. Geoelectrical methods for investigating mine dumps. *ICARD 2000. Proc. of the 5th International Conference on Acid Rock Drainage, Society for Mining, Metallurgy and Exploration*. Inc., Littleton, Colorado, 2000. pp. 1513–1523.
45. Seigel H.O. Mathematical formulation and type curves for induced polarization. *Geophysics*, 1959, vol. 24, no. 3, pp. 547–565.
46. White R.M.S., Collins S., Loke M.H. Resistivity and IP arrays, optimised for data collection and inversion. *Exploration Geophysics*, 2003, vol. 34, no. 4, pp. 229–232.
47. Olayinka A.I., Yaramanci U. Assessment of the reliability of 2D inversion of apparent resistivity data. *Geophysical Prospecting*, 2000, vol. 48, no. 2, pp. 293–316.
48. Dahlin T., Rosqvist H., Leroux V. Resistivity-IP for landfill applications. *First Break*, 2010, vol. 28, no. 8, pp. 101–105.
49. Loke M.H., Lane J.W.Jr. Inversion of data from electrical resistivity imaging surveys in water-covered areas. *Exploration Geophysics*, 2004, vol. 35, no. 4, pp. 266–271.
50. Loke M.H., Acworth I., Dahlin T. A comparison of smooth and blocky inversion methods in 2D electrical imaging surveys. *Exploration Geophysics*, 2003, vol. 34, no. 3, pp. 182–187.
51. Khosravi V., Shirazi A., Shirazy A., Hezarkhani A., Pour A.B. Hybrid Fuzzy-Analytic Hierarchy Process (AHP) model for porphyry copper prospecting in Simorgh Area, Eastern Lut Block of Iran. *Mining*, 2022, vol. 2, no. 1, pp. 1–12.

Received: 2 March 2022.

Information about the authors

Adel Shirazy, PhD, assistant, Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic).

Ardeshir Hezarkhani, PhD, full professor, Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic).

Aref Shirazi, PhD, assistant, Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic).

Timofey V. Timkin, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valery G. Voroshilov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 550.8+550.84.09

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И ВЫЗВАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ПРИ ПОИСКЕ МЕДНЫХ РУД, ЮЖНЫЙ ХОРАСАН, ИРАН

Адель Ширази¹,
Adel.shirazy@shahroodut.ac.ir

Ардешир Хезархани¹,
Ardehez@aut.ac.ir

Ареф Ширази¹,
Adel.shirazy@shahroodut.ac.ir

Тимкин Тимофей Васильевич²,
timkin@tpu.ru

Ворошилов Валерий Гаврилович²,
v_g_v@tpu.ru

¹ Технологический университет им. Амир Кабира (Тегеранский политехнический институт), Иран, 1591634311, Тегеран, Авеню Хафеза.

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

Актуальность. Это первые геофизические исследования на перспективной площади Месгаран. На основе ранее проведенных общих геологических исследований в районе обнаружены проявления медной минерализация. Геолого-промышленный тип в этой области был определен как вулканогенно-колчеданный в офиолитовых комплексах (кипрский тип). Сложность геологического строения определяет необходимость применения геофизических методов исследования и прогнозирования для планирования горно-буровых работ.

Основной целью данного исследования является применение геофизических методов при поиске месторождений полезных ископаемых, моделировании геологической среды, прогнозировании новых рудоносных площадей, перспективных участков и проектировании горных выработок.

Объект: район Месгаран, провинция Южный Хорасан, Иран.

Методы. Для получения дополнительной информации о недрах использовались геофизические методы удельного электрического сопротивления (R_s) и вызванной поляризации (IP). Для геоэлектрических съёмок были запрограммированы и реализованы пять профилей, по которым было снято 784 точки замера. Профили ориентированы в широтном и меридиональном направлениях вдоль зон минерализации. Диполь-дипольная решетка спроектирована с параметрами $AB=MN=20$ м, шагом=20 м и до 6 шагов для MN.

Результаты. Было выявлено четыре типа аномалий, что позволило сделать геофизическую интерпретацию связи их с типами пород и оруденением на изучаемой территории: 1) аномалии с низким электрическим сопротивлением, а также низкой поляризуемостью часто соответствуют четвертичным аллювиальным отложениям; 2) аномалии с высоким электрическим сопротивлением и низкой поляризуемостью характерны для осадочных отложений; 3) аномалии с высокой поляризуемостью и высоким сопротивлением соответствуют рыхлым пеплово-шлаковым агломератам вулканического происхождения; 4) аномалии с высокой поляризуемостью и более высоким относительным сопротивлением связаны с массивами вулканических пород, представленных обычно андезибазальтами. По положению выявленных на 5 профилях аномалий определено оптимальное расположение буровых скважин.

Ключевые слова:

Удельное электрическое сопротивление, вызванная поляризация, месторождение меди, геофизическая модель, район Месгаран, Иран.

Информация об авторах

Ширази Ад., PhD, ассистент Технологического университета им. Амир Кабира (Тегеранский политехнический институт).

Хезархани А., PhD, профессор Технологического университета им. Амир Кабира (Тегеранский политехнический институт).

Ширази Ар., PhD, ассистент Технологического университета им. Амир Кабира (Тегеранский политехнический институт).

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

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

Поступила 02.03.2022 г.

УДК 550.461

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОД МАЛЫХ ВОДОТОКОВ КУГДИНСКОГО МАССИВА И ЕГО ОБРАМЛЕНИЯ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Солдатова Евгения Александровна^{1,2},
2a61@mail.ru

Коньшев Артем Александрович⁴,
icelopa@gmail.com

Торопов Андрей Сергеевич³,
torop990@gmail.com

Иванова Ирина Сергеевна⁵,
IvanovaIS_1986@mail.ru

Сидкина Евгения Сергеевна²,
sidkinaes@yandex.ru

¹ Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

² Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН,
Россия, 119991, г. Москва, ул. Косыгина, 19.

³ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова,
Россия, 119991, ул. Ленинские горы, 1.

⁴ Институт геологии Карельского научного центра РАН,
Россия, 185910, г. Петрозаводск, ул. Пушкинская, 11.

⁵ Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4.

Актуальность. Активное освоение арктических территорий, а также вопросы, связанные с глобальными изменениями климата, последние несколько десятилетий привлекают внимание ученых из области наук о Земле к исследованию природных особенностей арктических и субарктических территорий России. В северной части Восточной Сибири расположены выходы интрузивных массивов, представляющие собой интерес ввиду перспективности разработки полезных ископаемых. При этом континентальные водные системы этой территории остаются малоизученными. Это связано в большей степени с трудностью доступа к данным мест и практически полным отсутствием инфраструктуры. Исследование состава вод интрузивных массивов является интересной задачей не только с точки зрения объяснения процессов формирования химического состава вод арктических территорий, но также может использоваться для совершенствования методики гидрогеохимических поисков месторождений полезных ископаемых.

Цель и объект. Объектом исследования в данной работе являются природные воды Кугдинского ультраосновного-щелочного интрузивного массива, который расположен в западной части Анабарского плато. Целью исследования было изучить химический состав вод поверхностных водотоков, дренирующих непосредственно породы интрузивного массива и зону его обрамления, а также провести их сравнительный анализ с крупными реками региона и выявить закономерности формирования химического состава.

Методы. В ходе полевых работ, проведенных в июле–августе 2020 г., были отобраны три пробы воды в пределах Кугдинского массива и его обрамления: поверхностные водотоки, дренирующие Кугдинский массив и ручей, приуроченный к доломитам обрамления. Компоненты карбонатной системы определяли методом потенциометрического титрования, а анионный состав – методом ионной хроматографии. Концентрация растворенного органического углерода определена методом высокотемпературного каталитического окисления. Элементный анализ воды был выполнен методами ICP-AES и ICP-MS. Пробы на элементный анализ были отфильтрованы через мембранный фильтр из полиэфирсульфона с размером пор 0,45 мкм в химически чистые пробирки объемом 15 мл с консервацией 0,45 мл HNO₃ осч.

Результаты и выводы. Катионный состав вод щелочного массива и зоны карбонатного обрамления хорошо отражает состав дренируемых ими пород, в то время как их анионный состав контролируется более сложным комплексом как геохимических (включающих не только состав пород, но и их взаимодействие с органическим веществом), так и гидрологических (особенности питания водотоков) факторов. Сравнение химического состава вод малых водотоков Кугдинского массива и его обрамления с водами средних и больших рек региона показало, что особенности катионного состава выражаются в доминирующей роли магния, а также в повышении доли калия по сравнению с натрием. Анионный состав малых водотоков однороден, резко преобладает гидрокарбонат-ион, в отличие от крупных рек, где повышена доля сульфат и хлорид-иона. Содержание микрокомпонентов в поверхностных водах, дренирующих Кугдинский массив и зону карбонатного обрамления, показывают, что потенциально состав вод в пределах данной территории может быть использован как поисковый признак. В водах Кугдинского массива и его обрамления накапливаются такие рудные элементы, как Ni, Zn, Rb. Согласно рассчитанным значениям коэффициента водной миграции преимущественно выносятся из пород Ni, Cu, Zn, Rb, Ag, Pb. По содержанию микрокомпонентов в водотоках, дренирующих щелочные породы, геохимическую специализацию Кугдинского массива можно классифицировать как медно-никелевую.

Ключевые слова:

Микрокомпоненты, поверхностные воды, коэффициент водной миграции, рудная минерализация, Анабарское плато, Арктика, Кудда, Полярная Сибирь.

Введение

Активное освоение арктических территорий [1], а также вопросы, связанные с глобальными изменениями климата, последние несколько десятилетий привлекают внимание ученых из области наук о Земле к исследованию природных особенностей арктических и субарктических территорий. Много работ посвящено исследованиям химического состава поверхностных водных объектов, в том числе в контексте антропогенного воздействия и глобальных изменений климата. Подобные работы ведутся на территории Западной [2–5] и Восточной Сибири [6–8], Кольского полуострова [9–12] и в Северной Америке [13–17]. В связи с изучением влияния выбросов парниковых газов на изменение климата проводятся комплексные исследования донных отложений и поровых вод арктических морей [18–20]. В континентальной части арктической и субарктической зоны на территории Восточной Сибири особое внимание исследователей привлекают интрузивные массивы ввиду перспективности разработки полезных ископаемых [21–24]. При этом континентальные водные системы данной территории остаются малоизученными, что связано в большей степени с труднодоступностью мест и практически полным отсутствием инфраструктуры.

Объектом исследования в данной работе являются природные воды Кугдинского интрузивного массива, расположенного в западной части Анабарского плато. В статье приведены новые данные о химическом составе вод поверхностных водотоков, дренирующих непосредственно породы интрузивного массива и зону его обрамления, а также о химическом составе больших и средних рек региона. Проведен сравнительный анализ, и выявлены закономерности формирования химического состава вод. Детальное изучение геохимии природных вод уникальной и труднодоступной территории Анабарского плато является интересной задачей не только с точки зрения познания фундаментальных процессов формирования химического состава вод арктических территорий, но и в контексте прикладной науки – полученные данные могут быть использованы при совершенствовании геохимических методов поиска.

Описание района исследований и пробоотбор

Район исследований расположен за Северным полярным кругом и является частью Анабарского плато, непосредственно граничащего с полуостровом Таймыр. В административном отношении он представляет Таймырский Долгано-Ненецкий район Красноярского края. Климат района характеризуется суровыми зимами, продолжающимися со второй половины сентября до второй половины мая – начала июня, со средней температурой января $-36\text{ }^{\circ}\text{C}$. Устойчивый переход к температурам выше $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ происходит в июне, наибольшие среднемесячные температуры наблюдаются в июле, достигая в среднем $12\text{--}13\text{ }^{\circ}\text{C}$ [25]. Летом выпадает три четверти общего годового количества осадков (порядка $40\text{--}60\text{ мм}$). Их максимум приходится на июль. Территория относится к зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Повсе-

местное их распространение способствует заболачиванию почв и быстрому повышению уровня воды в реках после дождей. Зимой преобладает юго-западный и западный ветер. Летом преобладают северные, преимущественно северо-восточные, ветры, дующие с океана на материк.

Ландшафты представлены лесотундрой и северным редколесьем [26]. Наиболее крупная река района исследований Котуй (в верховьях Сейси) протекает между Анабарским плато и плато Путорана, где она берет свое начало. Севернее, в пределах Северо-Сибирской низменности, при слиянии с р. Хетой образует р. Хатангу. Площадь водосборного бассейна р. Котуй (в совокупности с р. Хатанга) составляет 364000 км^2 по данным Государственного водного реестра. Таким образом, по площади бассейна р. Котуй можно отнести к большим рекам. Опробованная в пределах Кугдинского ультраосновного-щелочного интрузивного массива р. Кугда-Юрях относится к подбассейну р. Котуй и является ее правым притоком. Длина р. Кугда-Юрях составляет порядка 10 км .

В виду схожих ландшафтно-климатических условий в работе также приводится сравнение изучаемых вод с реками полуострова Таймыр – рр. Пясины, Дудыпта, Тарея. Реки Тарей и Дудыпта относятся к средним с площадью бассейна 9400 и 33100 км^2 , соответственно; р. Пясины является большой рекой и характеризуется площадью водосбора 182000 км^2 .

Геологическое строение

Кугдинский массив относится к Маймечекотуйскому щелочно-карбонатит-ультраосновному комплексу пород, развитому в северо-восточной оконечности большой сибирской магматической провинции, возникшей на рубеже палеозоя и мезозоя. С проявлением магматизма на данном временном отрезке связывают возникновение уникальных Cu-Ni-PGE месторождений Норильского района и сибирских траппов, последние распространены к западу от изучаемого района. Следует также отметить, что массив расположен на пересечении Котуйского и Кугдинского разломов [27].

Рассматриваемый массив прорывает доломиты среднего кембрия, в плане имеет овальную форму, слегка вытянутую в северо-западном направлении, площадь около 16 км^2 , воронкообразную форму и имеет сложное строение (рис. 1). Центральная часть массива размерами $2\times 3\text{ км}$ представлена штоком оливинитов, также эти породы развиты в виде узкой полосы мощностью до 500 м в обрамлении массива. Сюда от центрального штока оливинитов развито серпообразное тело мелилитовых пород (оливиновые мелилитолиты, кугдиты, ункомпагриты). Западнее и восточнее центрального штока распространены щелочные породы, часто субэффузивного облика (трахитоидные мельтейгиты, якупирангиты, меланонфелениты, нефелиновые пикриты) – протяжённость неполного кольца этих пород до 9 км при мощности $300\text{--}800\text{ м}$. Форстеритовая брекчия, представленная ксенолитами всех пород массива и сцементированная карбонатизированными и флогопитизированными

форстерититами, развита на северной и восточной периферии массива в виде 500–900 м полосы протяжённостью до 7,5 км. Широкое распространение форстеритовых брекчий на территории интрузивного массива является его отличительной особенностью среди других массивов Маймеча-Котуйского ийолит-

карбонатитового комплекса и всего Анабарского плато. Также в строении массива отмечаются маломощные карбонатитовые жилы, сложенные кальцитом, жилы щелочных и нефелиновых сиенитов, небольшие штоки ийолитов [21, 27].

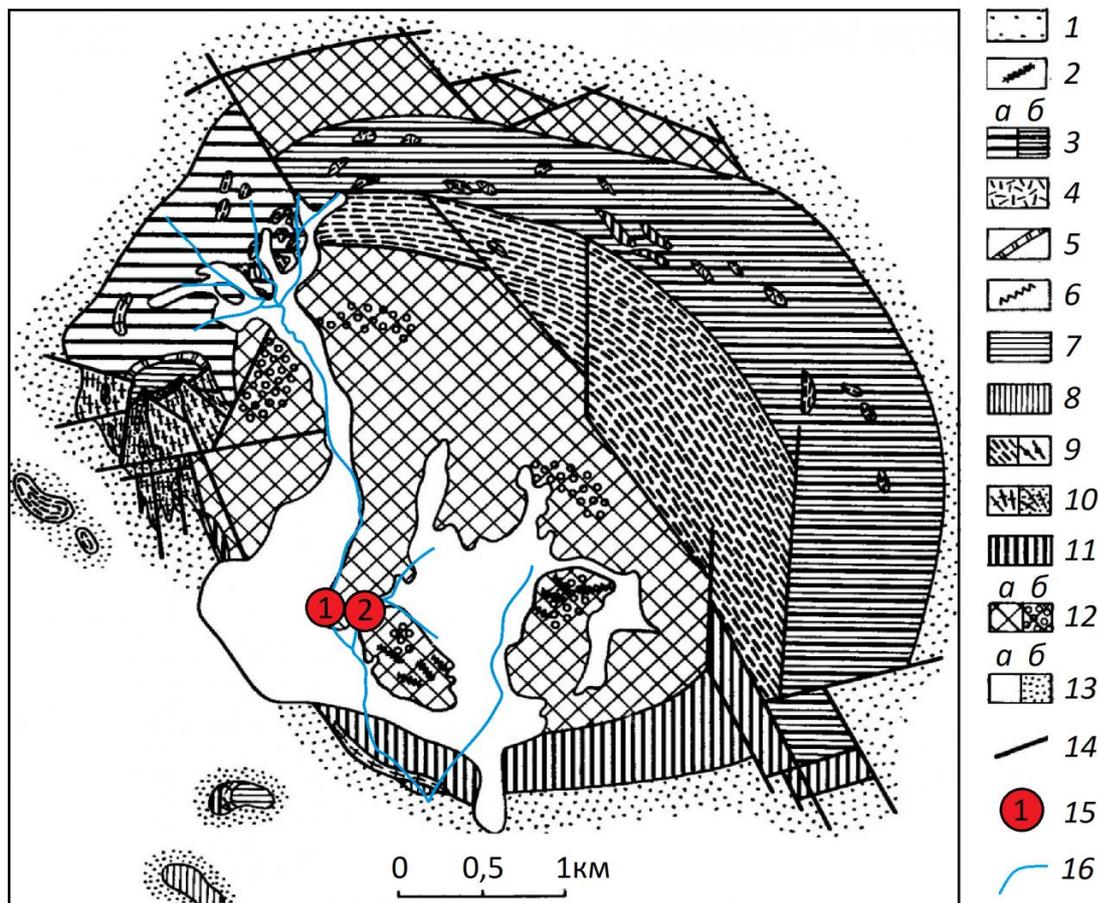


Рис. 1. Схема геологического строения Кугдинского ультраосновного-щелочного массива (на основе данных [27]). Условные обозначения: 1 – аллювиальные и флювио-гляциальные отложения; 2 – жилы хризолитоносных пегматоидных оливинитов; 3 – породы фоскоритовой серии с обильными включениями всех более ранних пород массива (а – флогопитизированные форстерититы, б – флогопитизированные форстерититы, кальцит-флогопит-монтичеллитовые (монтичеллититы) и кальцит-флогопит-диопсидовые породы); 4 – меллитизированные якупирангиты и мельтейгиты; 5 – биметасоматические образования на контакте форстеритов со щелочными сиенитами (апофорстерититовые слюдисты и апосиенитовые нефелин-пироксеновые породы); 6 – брекчия щелочных сиенитов с мелкозернистыми флогопит-титанит-пироксеновым цементом; 7 – щелочные эгириновые сиениты; 8 – ийолиты; 9 – порфировые оливинсодержащие фации меланократовых щелочных пород (а – меланефелиниты, оливиновые меланефелиниты и мельтейгиты, б – нефелиновые пикриты и оливиновые мельтейгиты); 10 – якупирангиты-мельтейгиты (а) и их сиенитизированные фации (б); 11 – меллититовые породы (меллитолиты, кугдиты, ункомпагриты); 12 – оливиниты, перовскитовые руды (а) и их фации, обогащенные перовскитом (б); 13 – кембрийские доломиты (а) и их мраморизованные фации (б); 14 – разломы; 15 – точки опробования водных объектов в пределах Кугдинского массива; 16 – реки и ручьи

Fig. 1. Scheme of geological settings of the Kugda ultramafic alkaline massif based on [27]. Legend: 1 – alluvial and fluvio-glacial deposits; 2 – veins of chrysolite-bearing pegmatoid olivinites; 3 – rocks of the phoscorite series with abundant inclusions of all earlier rocks of the massif (a – phlogopitized forsteritites, b – phlogopitized forsteritites, calcite-phlogopite-monticellite (monticellites) and calcite-phlogopite-diopside rocks); 4 – melilitized jacupirangites and melteigites; 5 – bimetasomatic rocks at the contact of forsteritites with alkaline syenites (apoforsteritite micaceous rocks and aposyenite nepheline-pyroxene rocks); 6 – breccia of alkaline syenite with fine-grained phlogopite-titanite-pyroxene cement; 7 – alkaline aegirine syenites; 8 – ijolites; 9 – porphyry olivine-bearing facies of melanocratic alkaline rocks (a – melanephelinites, olivine melanephelinites and melteigites, b – nepheline picrites and olivine melteigites); 10 – jacupirangite-melteigites (a) and their syenitized facies (b); 11 – melilite rocks (melilitholites, kugdites, uncompahgrites); 12 – olivinites, ore olivinites (a) and their marbleized facies (b); 14 – faults; 15 – sampling points within Kugda massif; 16 – rivers and streams

Наиболее распространёнными породообразующими минералами массива являются клинопироксен, оливин, нефелин и мелилит. Клинопироксен в целом устойчив в приповерхностных условиях, остальные минералы изменяются под воздействием окружающей среды с образованием вторичных минералов. По оливину образуются минералы группы серпентина (хризотил, антигорит, лизардит и т. п.) и минералы группы гумита

(клиногумит, хондродит). По нефелину развиваются: канкринит, либнерит (мусковит), натролит, возможно, цеболлит. По мелилиту развивается гидромелилит – смесь двух минералов, хуанит и цеболлит.

Контактные изменения вмещающих доломитов выражаются в термальной перекристаллизации в мраморы, содержащие форстерит и периклаз. Мощность контактовых изменений составляет до 300 м [27].

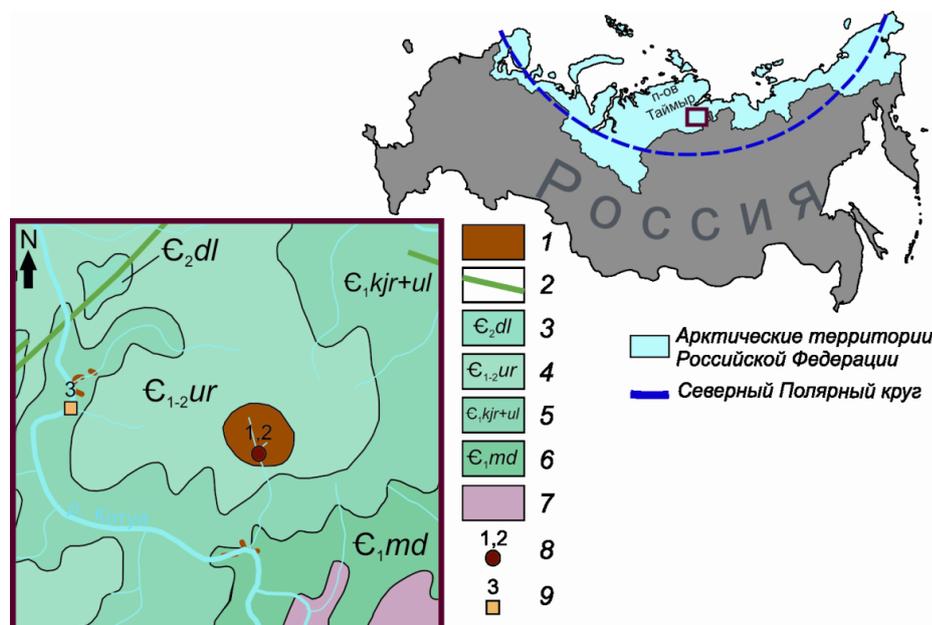


Рис. 2. Схемы расположения района исследований и положения точек опробования водных объектов (фрагмент геологической карты из [28]). Условные обозначения: 1 – средне-позднетриасовый Маймеча-Котуйский ийолит-карбонатитовый комплекс; 2 – раннетриасовый Катангский долеритовый комплекс; 3 – среднекембрийские отложения далбыхской свиты (доломиты и глинистые доломиты, часто водорослевые и битуминозные, прослои известковых доломитов и доломитизированных известняков, линзы кремней); 4 – ранне-среднекембрийские отложения урюнгтасской свиты (доломиты светло-серые и коричневато-серые массивные, прослои и линзы известняков); 5 – раннекембрийские отложения кугда-юряхской (известняки, прослоями глинистые и доломитистые, доломиты известковые и глинистые) и улахан-арымасской (доломиты глинистые массивные, линзы известняков, местами водорослевых) свит объединенные; 6 – раннекембрийские отложения медвежинской свиты (кирпично-красные и фиолетово-красные известняки с прослоями мергелей); 7 – протерозойские отложения; 8 – точки опробования водных объектов в пределах Кугдинского массива; 9 – точка опробования ручья, протекающего в пределах карбонатного обрамления

Fig. 2. Scheme of the study area and sampling point location (fragment of the geological map from [28]). Legend: 1 – Middle-Late Triassic Maymecha-Kotuy ijolite-carbonatite complex; 2 – Early Triassic Katanga dolerite complex; 3 – Middle Cambrian deposits of the Dalbykh formation (dolomites and clayey dolomites, often algal and bituminous, interlayers of calcareous dolomites and dolomitized limestone); 4 – siliceous Early-Middle Cambrian deposits of the Uryungtasskaya formation (light gray and brownish-gray massive dolomites, interlayers, and lenses of limestones); 5 – Early Cambrian deposits of the Kugdayuryakhskaya (limestones with interlayers clayey and dolomitic, calcareous and clayey dolomite) and Ulakhan-Arymasskaya (massive clayey dolomites, limestone lenses, often algal) formations combined; 6 – Early Cambrian deposits of the Medvezhinskaya formation (brick-red and violet-red limestones with interlayers of marls); 7 – Proterozoic deposits; 8 – sampling points within Kugda massif; 9 – sampling point of the stream within the carbonate margin

Полевые исследования

В ходе полевых работ, проведенных в июле–августе 2020 г. в летнюю межень, были отобраны три пробы воды в пределах Кугдинского ультраосновного-щелочного интрузивного массива и его обрамления. Точки 1 и 2 – поверхностные водотоки, дренирующие Кугдинский массив: 1 – верховья р. Кугда-Юрях, ширина в месте опробования около 3 м, глубина до 0,3 м, вода прозрачная, без запаха и вкуса; 2 – безымянный ручей (длина порядка 600 м), впадаю-

щий в р. Кугда-Юрях с востока (ниже по течению от точки 1), ширина в месте опробования 0,5 м, глубина 0,1–0,2 м, вода прозрачная, без вкуса и запаха. Точка 3 – безымянный ручей (длина порядка 5 км), дренирующий доломиты обрамления Кугдинского массива в 5 км к западу от зоны контакта, протекающий по правому берегу р. Котуй в субширотном направлении и впадающий в нее; ширина ручья 2–3 м, глубина 0,15–0,2 м, вода прозрачная, без вкуса и запаха. Схема пробоотбора приведена на рис. 1, 2.

Также в августе 2020 г. (летняя межень) были опробованы крупные и средние реки региона: на полуострове Таймыр (рр. Пяси́на, Дуды́пта, Тарея) и в непосредственной близости от Кугдинского массива (р. Коту́й). Река Коту́й была опробована в нескольких метрах выше по течению от впадения ручья, приуроченного к карбонатному обрамлению (точка 3), в удалении от берега, с лодки. Реки Тарея и Дудыпта опробованы в устьевой части у берега. Река Пяси́на опробована в трех точках – выше впадения р. Дудыпта, выше впадения р. Тарея и в 5 км от своего истока. Опробование проводилось у берега. Данные по рекам приведены для сравнительного анализа химического состава вод малых водотоков Кугдинского массива и его обрамления с региональными особенностями поверхностных вод района.

Методы аналитических исследований и обработки данных

Для определения концентраций анионов, растворенной углекислоты и растворенного органического углерода ($C_{орг}$) пробы природных вод были отобраны в пластиковые бутылки объемом 0,5 л с предварительным трехкратным ополаскиванием тары опробуемой водой. Пробы на элементный анализ были отфильтрованы через мембранный фильтр из полиэфирсульфона (PES) с размером пор 0,45 мкм в полипропиленовые стерильные пробирки объемом 15 мл с консервацией 0,45 мл HNO_3 осч.

Компоненты карбонатной системы CO_3^{2-} , HCO_3^- и CO_2 определяли методом потенциометрического титрования. Анионный состав определялся методом ионной хроматографии на приборе ICS-3000 (Thermo Scientific). Концентрация $C_{орг}$ определена методом высокотемпературного каталитического окисления

(Vario TOC cube, Elementar). Исследования выполнены в МГУ им. М.В. Ломоносова (г. Москва).

Элементный анализ воды был выполнен в ГЕОХИ РАН (г. Москва). Общую S, Fe, Al, Si, Ca, Mg, Na, K определяли методом ICP-AES (плазменный спектрометр iCAP 6500 DUO (Thermo Scientific)). Содержания остальных микроэлементов определены методом ICP-MS на квадрупольном масс-спектрометре X-series 2 (Thermo Scientific).

При расчете коэффициента водной миграции элементов в водах водотоков, приуроченных к щелочному массиву, и ручья карбонатного обрамления использован средний состав ультрабазитов и метаморфизованных карбонатных пород, соответственно, по данным [29]. Кроме того, для Na, Mg, Si, K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Ni, Ba коэффициент водной миграции был рассчитан с использованием состава оливинитов Гулинского массива по данным [22], сходных по генезису породам Кугдинского массива и относящихся к одному магматическому комплексу.

Минеральный состав корок вторичных минералов, развивающихся по породам Кугдинского массива, определен с помощью сканирующей электронной микроскопии на электронном микроскопе Tescan VEGA II LSH с энергодисперсионным анализатором Vega INCA Energy-350 в КарНЦ РАН (г. Петрозаводск).

Результаты

Малые водотоки характеризуются низкой минерализацией, значения которой изменяются от 251 до 329 мг/л (табл. 1). При этом в реках региона ее значение еще ниже и в основном не превышает 100 мг/л. Только в реке Тарея с наименьшей площадью бассейна минерализация составляет 216 мг/л. По значению показателя pH воды ручьев и р. Кугда-Юрях относятся к щелочным, в то время как воды крупных рек являются нейтральными по показателю pH.

Таблица 1. Химический состав вод малых водотоков Кугдинского массива и его обрамления, и крупных рек арктической зоны Восточной Сибири

Table 1. Chemical composition of waters of small watercourses of Kugda massif, its margin and the large rivers of Eastern Siberia arctic zone

Описание/Description	pH, ед. pH	Содержание, мг/л/ Concentration, mg/L										
		TDS	DOC	CO ₂	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Si
р. Кугда-Юрях (точка 1) Kugda-Yuryakh River (sampling point 1)	7,98	244	7,2	6,3	200	1,1	1,2	7,67	30,4	0,64	2,74	10,6
Безымянный ручей, ультраосновной-щелочной массив (точка 2) Stream, the ultramafic alkaline massif (sampling point 2)	8,14	309	7,5**	3,5	259	0,72	0,9	4,78	41,7	0,67	2,09	11,8
Безымянный ручей, карбонатное обрамление (точка 3) Stream, the carbonate margin (sampling point 3)	8,22	278	4,5**	7,0	210	10,4	0,8	34,8	20,6	1,14	0,40	2,09
р. Коту́й/Kotuy River	7,21	89	11,0	10,6	55	4,5	5,0	12,4	3,34	2,81	0,11	2,52
р. Пяси́на, 5 км от истока Pyasina River, 5 km from the headwater	6,92	77	0,52	2,6	34	18,7	3,4	17	1,8	2,15	0,15	1,86
р. Пяси́на (выше впадения р. Дуды́пта) Pyasina River (upstream of Dudypta River)	7,11	62	7,2	4,4	27	17,8	1,5	10	3,2	1,97	0,17	2,08
р. Пяси́на (выше впадения р. Тарея) Pyasina River (upstream of Tareya River)	6,31	69	2,6	2,6	34	14,6	1,5	12	4,9	1,73	0,24	2,14
р. Тарея (устье)/Tareya River (the headwater)	6,98	216	1,7	8,8	105	54	3,6	40	10	2,81	0,38	0,49
р. Дуды́пта (устье)/Dudypta River (the headwater)	7,16	49	10,4	9,7	27	4,5	5,1	8	2,8	0,95	0,24	1,92

Примечание: TDS (total dissolved solids) – значение минерализации как сумма концентраций основных катионов и анионов; DOC (dissolved organic carbon) – растворенный органический углерод ($C_{орг}$). ** Присутствует оптически неактивное органическое вещество (возможно, сахара, карбоновые кислоты).

Notes: TDS (total dissolved solids) – the sum of concentrations of the main cations and anions. DOC – dissolved organic carbon. **Optically inactive organic matter is present (possibly sugars, organic acids).

В анионном составе вод малых водотоков резко доминирует гидрокарбонат (табл. 1). Это справедливо и для р. Котуй. Однако здесь наблюдается более высокая концентрации хлорид-иона (свыше 12 мг-экв/% в анионном составе). Также р. Котуй и безымянный ручей, относящийся к карбонатному обрамлению, характеризуются относи-

тельно повышенным содержанием сульфат-иона – до 8,2 мг-экв/%, в то время как в воде р. Кугда-Юрях и впадающего в нее ручья содержание сульфат-иона не превышает 1 мг-экв/%. В реках полуострова Таймыр значительно повышается доля сульфат- и хлорид-ионов, хотя гидрокарбонат-ион остается преобладающим (рис. 3).

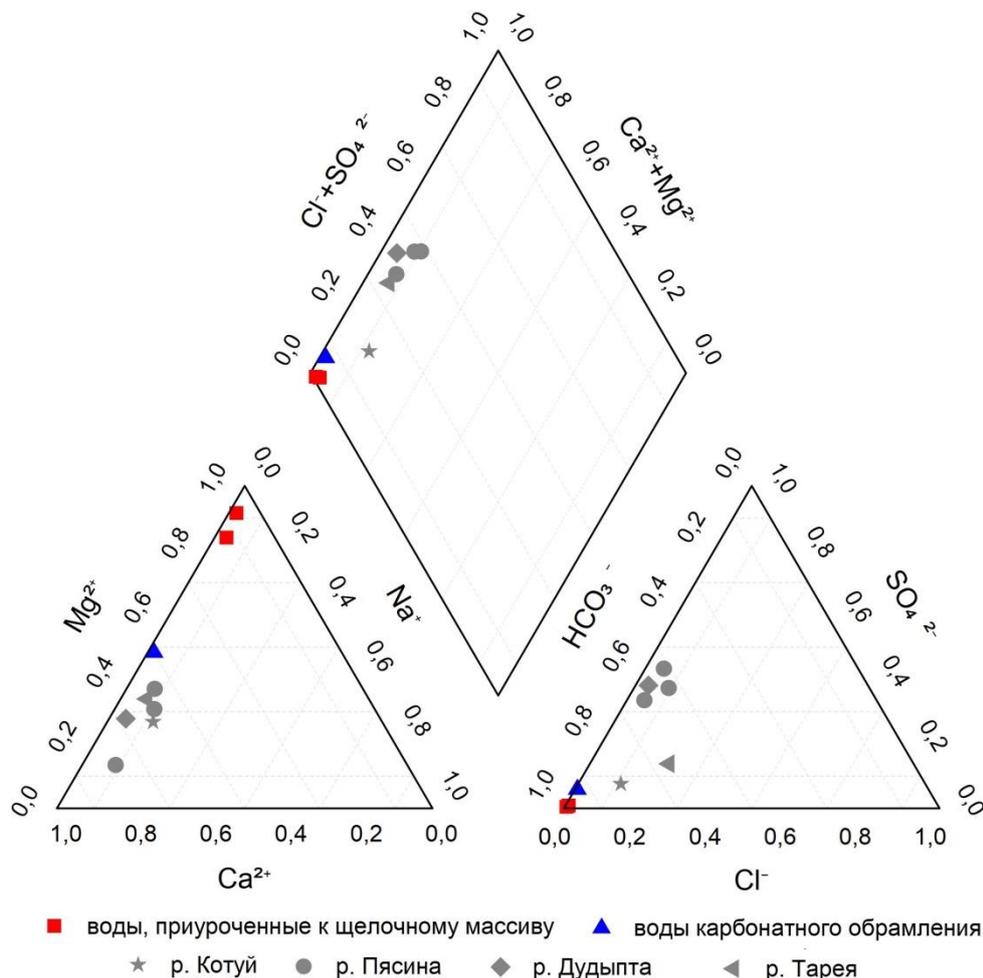


Рис. 3. Диаграмма Пайпера с данными по химическому составу вод изучаемых малых водотоков и крупных рек арктической зоны Восточной Сибири

Fig. 3. Piper diagram with data on the chemical composition of the waters of studied watercourses and large arctic rivers of Eastern Siberia. Legend: red square – waters of the ultramafic alkaline massif; blue triangle – waters of the carbonate margin; grey symbols – waters of large rivers of Eastern Siberia arctic zone (star – Kotuy River, circle – Piasina River, diamond – Dudypa River, triangle – Tareya River)

В катионном составе малых водотоков, который, в отличие от анионного, сильнее связан с составом подстилающих пород, наблюдается ряд особенностей. Так, в малых водотоках, протекающих в центральной части Кугдинского массива (точки 1, 2), резко преобладающим катионом является Mg^{2+} ; в то же время воды ручья, дренирующего палеозойские карбонатные породы обрамления Кугдинского массива (точка 3), характеризуются смешанным катионным составом, в котором кальций и магний присутствуют приблизительно в равных долях. В водах средних и больших рек преобладает Ca^{2+} .

Также следует отметить, что в точках опробования 1 и 2, относящихся к Кугдинскому массиву, содержания K^+ достигают значения 2,4 мг-экв/%, в то время

как в точке опробования 3 его содержание составляет только 0,3 мг-экв/%. В водах крупных рек содержание калия тоже низкое и составляет в среднем 0,5 мг-экв/%. Содержание натрия в водах малых водотоков низкое и едва превышает 1 мг-экв/% в водах ручья карбонатного обрамления. По сравнению с водами малых водотоков в водах крупных рек наблюдаются более высокие концентрации натрия (до 12 мг-экв/%). Значение отношения rNa/rK составляет 0,4–0,5 в водах Кугдинского массива, 4,9 – в водах ручья, дренирующего карбонатные породы. В водах средних и больших рек коэффициент rNa/rK варьирует от 6,8 (р. Дудыпта) до 43,8 (р. Котуй). Максимальных значений это отношение достигает в водах рр. Пясины и Котуй, площадь бассейна которых превышает 100 тыс. км².

Таким образом, сравнение химического состава вод малых водотоков Кугдинского массива и обрамления с крупными водотоками региона показывает, что локальные особенности формирования катионного состава здесь проявлены в высокой концентрации магния. Воды Кугдинского массива также отличаются низким отношением rNa/rK .

Содержание кремния значительно выше в водах Кугдинского массива и составляет более 10 мг/л, в то время как в водах крупных рек и ручья, дренирующего карбонатные породы, концентрация кремния едва превышает 2 мг/л.

Таблица 2. Содержание микрокомпонентов в изучаемых малых водотоках, мкг/л

Table 2. Content of trace elements in the studied water-courses, µg/L

Элемент Element	Точки опробования Sampling points			Кларк речных вод World average for river waters [30]
	1	2	3	
Fe	49,80	15,70	<10	66
Li	0,28	0,29	0,37	1,84
Ti	0,87	<0,9	<0,9	0,489
V	0,26	0,24	0,48	0,71
Cr	0,56	0,74	0,22	0,7
Mn	1,88	1,00	0,17	34
Co	0,12	0,08	0,08	0,148
Ni	10,63	12,84	0,75	0,801
Cu	1,25	0,80	0,69	1,48
Zn	10,92	4,06	1,36	0,6
Rb	4,57	2,55	0,14	1,63
Sr	115,63	69,54	52,30	60
Y	0,04	0,03	0,02	0,04
Zr	0,01	<0,01	0,07	0,039
Mo	<0,02	<0,02	0,06	0,42
Ag	0,14	0,02	0,01	0,3
Ba	109,82	59,75	14,72	23
La	0,03	0,04	<0,002	0,12
Ce	0,05	0,05	0,03	0,262
Pr	0,01	0,01	<0,005	0,04
Nd	0,05	0,04	0,01	0,152
Sm	0,01	0,01	<0,005	0,036
Eu	<0,005	<0,001	<0,001	0,0098
Gd	0,01	0,01	<0,005	0,04
Tb	<0,001	<0,001	<0,001	0,0055
Dy	0,01	<0,005	<0,005	0,03
Ho	<0,001	<0,001	<0,001	0,0071
Er	<0,005	<0,005	<0,005	0,02
Tm	<0,001	<0,001	<0,001	0,0033
Yb	<0,005	<0,005	<0,001	0,017
Lu	<0,001	<0,001	<0,001	0,0024
Pb	<0,05	0,06	<0,02	0,079
U	0,03	0,02	0,22	0,37

Что касается микрокомпонентов, в водах ручья, дренирующего карбонатные породы, концентрации практически всех изученных микроэлементов находятся на уровне кларка речных вод или ниже [30], несколько выше кларка только содержание Zn. Здесь и далее приведено сравнение наших данных с кларком [30], поскольку в открытой печати отсутствует информация о фоновых концентрациях микрокомпонентов в поверхностных водах изучаемого региона.

В водах, дренирующих ультраосновной-щелочной массив, заметно повышены относительно кларковых содержания Ni, Zn и Ba. Несколько выше кларка также и концентрация Rb. Концентрации Ti, V, Cr, Co, Cu, Sr, Y, Pb находятся на уровне кларковых. Содержание остальных изученных элементов (табл. 2) ниже кларка речных вод. Сравнение вод, приуроченных к ультраосновному-щелочному массиву, и вод карбонатного обрамления показало, что воды ультраосновного-щелочного массива содержат более высокие концентрации Fe, Mn, Ni, Zn, Rb, Ag, Ba, Pb, в то время как концентрации Zr, Mo и U выше в водах ручья, приуроченного к карбонатному обрамлению. При этом концентрации U и Zr приблизительно соответствуют кларковым, а концентрация Mo на порядок ниже кларка речных вод. Концентрации редкоземельных элементов выше в водах Кугдинского массива, но не превышают кларковых значений. Верховья реки Кугда-Юрх и впадающий в нее ручей, дренирующий массив, обладают контрастной цериевой аномалией ($Ce/Ce^*=0,4$ в обоих водотоках, Ce^* – цериевая аномалия [31]). Следует отметить, что эта аномалия более глубокая, чем ее обычные значения для природных вод [31].

Полученные значения коэффициента водной миграции (рис. 4) показывают, что макрокомпоненты (Ca, Mg, Na, K, S) характеризуются сильной миграционной способностью, которая в целом соответствует рядам миграции, приведенным в [32]. Здесь следует отметить более высокую миграционную способность калия (если учитывать при расчете состав оливинитов Гулинского массива) и меньшую миграционную способность серы. Сравнительная характеристика миграционной способности химических элементов в водах объектов исследований показывает, что Li, K, Mn, Cu, Zn, Rb, Sr, Ba и Pb лучше выносятся из щелочных пород, в то время как S, Ti, V, Cr, Co, Ni, Zr, U – из пород карбонатного обрамления (рис. 4).

Расчет коэффициентов водной миграции также показал, что в водах, приуроченных к ультраосновному-щелочному массиву, к элементам, характеризующимся очень интенсивной водной миграцией, можно отнести Sr и Ba (табл. 3). Если учитывать средний состав оливинитов Гулинского массива, то к ним также относится калий. Li, Mg, S, Ca, а также Na, если учитывать состав оливинитов, характеризуются сильной интенсивностью миграции. Для Si, Cu, Zn, Rb, Mo, Ag, Pb характерна средняя по интенсивности миграция. Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Y, Zr, U относятся к группе элементов со слабой и очень слабой интенсивностью водной миграции. В водах карбонатного обрамления Na, Mg, S, Ca, U характеризуются сильной интенсивностью миграции (табл. 3). Li, Si, K, Ni, Cu, Zn, Sr, Mo, Ag, Ba относятся к элементам, мигрирующим из породы со средней интенсивностью. Слабой и очень слабой интенсивностью миграции характеризуются Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Rb, Y, Zr, Pb.

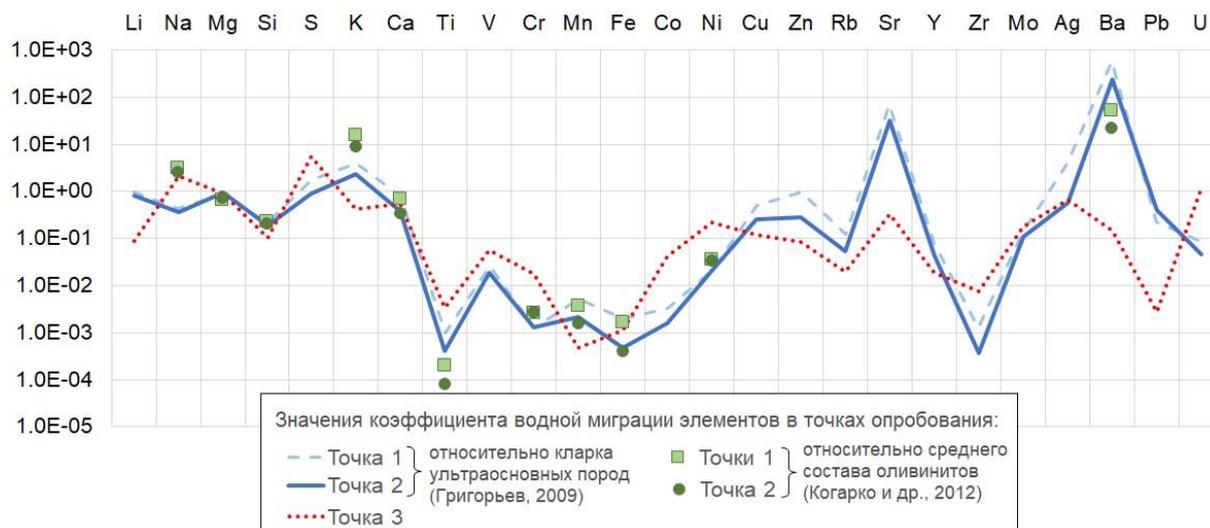


Рис. 4. Значения коэффициента водной миграции химических элементов в водотоках Кугдинского массива и его обрамления

Fig. 4. Values of the water migration coefficient for chemical elements in the small watercourses of the Kugda massif and its margin

Таблица 3. Интенсивность водной миграции химических элементов в изучаемых водотоках

Table 3. Intensity of water migration of chemical elements in the studied watercourses

Интенсивность водной миграции Intensity of water migration	Водотоки ультраосновного-щелочного массива Watercourses of the ultramafic alkaline massif	Ручей, карбонатное обрамление Stream of the carbonate margin
Очень сильная Very strong	Sr, Ba, (K)	–
Сильная/Strong	Li, Mg, S, Ca, (Na)	Na, Mg, S, Ca, U
Средняя/Mean	Si, Cu, Zn, Rb, Mo, Ag, Pb	Li, Si, K, Ni, Cu, Zn, Sr, Mo, Ag, Ba
Слабая и очень слабая Weak and very weak	<u>Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Y, Zr, U</u>	Ti, <u>V, Cr, Mn, Fe, Co, Rb, Y, Zr, Pb</u>

Примечания: 1) в круглых скобках указаны элементы, для которых значение коэффициента водной миграции рассчитано с учетом среднего состава оливинитов Гуллинского массива; 2) жирным шрифтом отмечены химические элементы, концентрации которых в водах объекта исследований превышают кларк речных вод; 3) подчеркнуты химические элементы, концентрации которых в водах объекта исследований находятся на уровне кларка речных вод.

Notes: 1) elements which water migration coefficients were calculated, taking into account the average composition of olivinites of the Guli massif, are indicated in parentheses; 2) bold type indicates the chemical elements with concentrations above the world average for river waters; 3) underlined chemical elements are the ones, which concentrations are at the world average level for river waters.

Обсуждение

Повышенные значения pH малых водотоков связаны с составом подстилающих пород: р. Кугда-Юрях (точка 1) и впадающий в нее ручей (точка 2) протекают исключительно по территории Кугдинского массива, безымянный ручей, впадающий в р. Котуй (точка 3), дренирует доломиты обрамления Кугдинского массива. Геохимические же условия крупных

рек района формируются за счет влияния разнообразных факторов, среди которых наибольшее значение в данном контексте, вероятно, оказывают особенности питания.

Преобладание гидрокарбонат-иона в анионном составе является закономерным для маломинерализованных вод тундровых и северо-таежных ландшафтов, характеризующихся развитием многолетнемерзлых пород [33]. Появление сульфат-иона в составе вод ручья, приуроченного к карбонатному обрамлению, может быть обусловлено присутствием рассеянной сульфидной минерализации, нередкой для осадочных пород. Обогащение же сульфат- и хлорид-ионами вод средних и больших рек, вероятно, связано с подтоком солоноватых вод подрусовых таликов, которые характеризуются повышенными концентрациями этих компонентов. Относительно высокая доля сульфат-иона в химическом составе рек полуострова Таймыр также может быть обусловлена масштабной разработкой в этом районе сульфидных месторождений.

Особенности катионного состава вод р. Кугда-Юрях и ручья, впадающего в нее, обусловлены строением и минеральным составом Кугдинского интрузивного массива, сложенного преимущественно породами с Mg-содержащими породообразующими минералами, такими как оливин и мелилит, а также K-содержащими нефелином и псевдоморфозами по ним. Магний и калий характеризуются высокими значениями коэффициента водной миграции [32] и легко переходят из пород в воду. Кроме того, измененные минералы, развивающиеся по первичным минералам, обеднены по магнию, что может являться причиной увеличения содержания Mg в природных водах. В частности, по мелилиту развивается белая корочка (рис. 5), представленная агрегатом Sr-содержащего кальцита и гидроксилсодержащего силиката с непостоянным составом щелочных элементов (вероятно, хуанит и цеболлит). Ca/Mg отношение в мелилите,

главном минерале мелилитолитов, составляет 1,3, в корочке, о которой шла речь выше, – 3,2. Также следует отметить, что еще одним продуктом вторичного изменения оливин-содержащих пород является каль-

цит. Можно предположить, что при выветривании происходит переотложение кальцита, который связывает часть Ca, что приводит к увеличению доли Mg в катионном составе изучаемых вод.

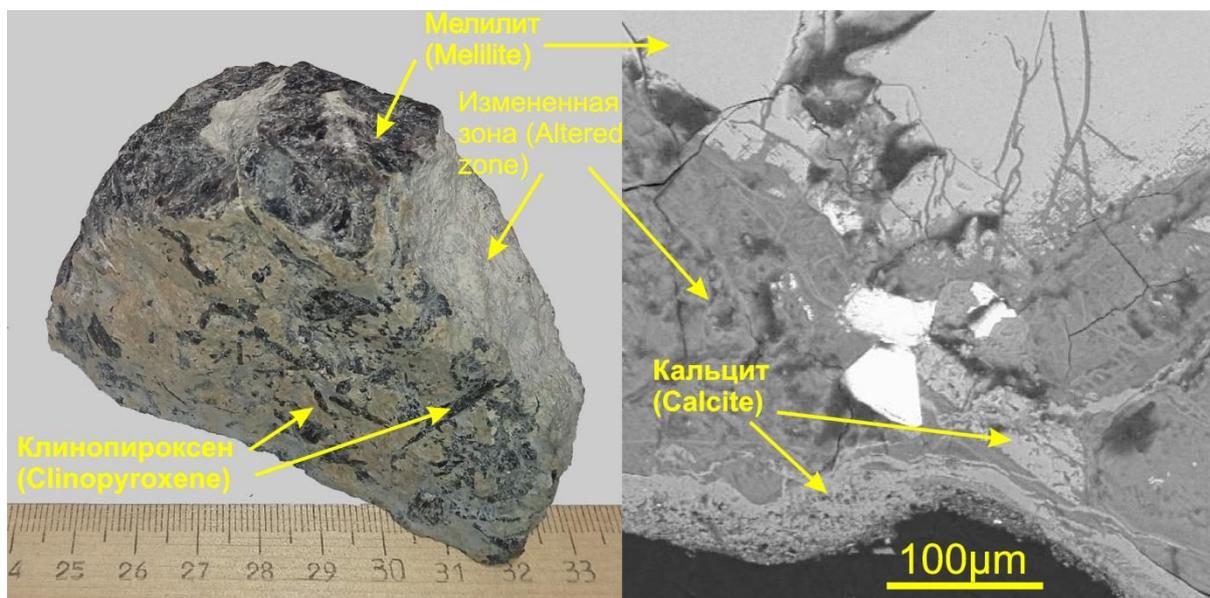


Рис. 5. Образец мелилитолита с крупными – до 2–2,5 см в поперечнике – кристаллами меллита из Кугдинского массива с корочкой вторичных минералов (слева). Корочка вторичных изменений по меллиту, представлено в режиме обратно рассеянных электронов (справа)

Fig. 5. Sample of melilitolite of the Kugda massif with large, up to 2–2,5 cm in diameter, melilite crystals and a crust of secondary minerals (left side). Alteration rim on melilite, backscattered electron image (right side)

Катионный состав ручья, приуроченного к карбонатному обрамлению, также определяется составом дренируемых пород, которыми являются преимущественно доломиты. Это обуславливает поступление в воду Ca и Mg приблизительно в равных долях.

Катионный состав крупных рек в свою очередь соответствует составу вод провинции маломинерализованных вод тундровых и северо-таежных ландшафтов, характеризующихся развитием многолетнемерзлых пород [33]. Здесь следует отметить, что региональный состав вод различных ландшафтов формируется за счет сложного комплекса факторов, среди которых их биологическая продуктивность, характер преобразования органического вещества, особенности питания вод и другие.

Таким образом, можно заключить, что главным механизмом обогащения катионами вод малых водотоков Кугдинского массива и его обрамления является выщелачивание из коренных пород, в то время как формирование анионного состава крупных рек связано с более сложным комплексом факторов. Это подтверждается и значениями коэффициента $r_{Na/rK}$. Низкие его значения в водах, приуроченных к ультраосновному-щелочному массиву, указывают на преобладание здесь процессов выщелачивания. Также на это указывает высокая подвижность калия, особенно в водах Кугдинского массива (табл. 3).

Различия в концентрации кремния в водах, дренирующих ультраосновной-щелочной массив и карбонатные породы обрамления, также обусловлены

главным образом составом пород – Кугдинский массив слагают силикаты, в то время как зона обрамления сложена преимущественно доломитами. Также следует отметить, что поступление в воды кремния очень хорошо согласуется с долей магния в балансе катионов (рис. 6). Это указывает на сходные механизмы поступления в воду этих элементов.

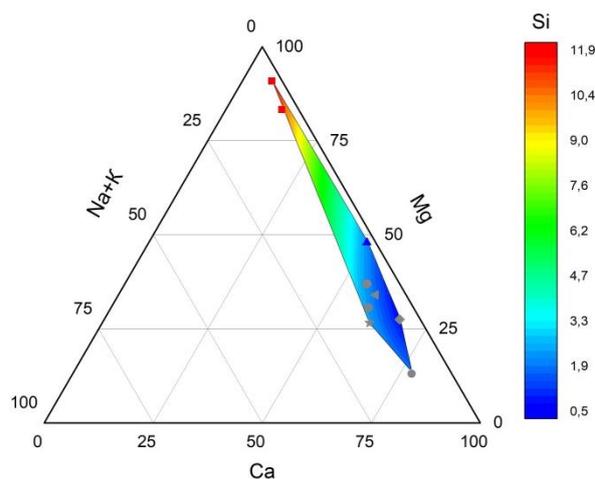


Рис. 6. Тройная диаграмма основных катионов (в экв-%) и распределение кремния в изучаемых водах (условные обозначения см. на рис. 3)

Fig. 6. Ternary plot of the main cations (in eq-%) and silicon distribution in the studied waters (see Legend in Fig. 3)

Накопление U в водах ручья, дренирующего доломиты обрамления, обусловлено щелочной реакцией водной среды, в которой он хорошо мигрирует и хуже сорбируется на поверхности минералов [34], и сравнительно высокими концентрациями растворенных карбонатных лигандов и фульвокислот, с которыми U склонен образовывать устойчивые комплексные соединения в водном растворе [35, 36]. Здесь также следует отметить, что U в ряду водной миграции относится к элементам, характеризующимся сильной интенсивностью миграции в окислительных условиях зоны гипергенеза [32]. С этим соотносится и полученное для вод карбонатного обрамления значение коэффициента водной миграции (рис. 4, табл. 3). Однако воды, дренирующие ультраосновной-щелочной массив, также характеризуются щелочной средой и достаточно высокой концентрацией бикарбонат-иона, но при этом концентрации U здесь ниже, чем в водах, дренирующих доломиты, а по значению коэффициента водной миграции уран переходит в группу элементов со слабой и очень слабой интенсивностью миграции (табл. 3). Можно предположить, что влияние на обогащение вод U в точке 3 оказывают также особенности состава дренируемых пород. Однако данные о кембрийских карбонатных породах, обрамляющих Кугдинский массив, к сожалению, весьма ограничены.

Накопление в водах ультраосновного-щелочного массива таких рудных элементов, как Ni, Zn, Rb, а также содержания на уровне кларка Ti, V, Cr, Co, Cu, Y, Zr, Ag, Pb в водах объектов исследования при их низкой общей минерализации, вероятнее всего, обусловлены их взаимодействием с породами и в какой-то степени отражают рудную специализацию Кугдинского массива. Значения коэффициента водной миграции указывают на то, что из перечисленных элементов наиболее охотно из пород Кугдинского массива выносятся Cu, Zn, Rb, Ag, Pb, а из пород его карбонатного обрамления – Ni, Cu, Zn, Ag.

В рудах помимо основных рудообразующих элементов почти всегда присутствует широкий спектр сопутствующих элементов-примесей, формирующий геохимическую специализацию потока их рассеяния. Набор элементов, превышающих кларковые значения, сопоставлялся с геохимическими сигнатурами типов оруденения, приведенных в [37, 38]. Сравнительный анализ позволил оценить состав вод Кугдинского массива по геохимической специализации как характерный для ореолов рассеяния медно-никелевого оруденения.

Заключение

Катионный состав вод Кугдинского ультраосновного-щелочного массива и контактовой зоны хорошо отражает состав дренируемых ими пород, в то время как их анионный состав контролируется более сложным комплексом факторов, включающих не только состав пород, но и взаимодействие с органическим веществом, а также особенности питания водотоков. Сравнение химического состава вод малых водотоков

Кугдинского массива и его обрамления с составом вод средних и больших рек региона показало, что особенности катионного состава выражаются в доминирующей роли магния. Также в водах Кугдинского массива и его обрамления повышена доля калия по сравнению с натрием. Анионный состав малых водотоков однороден, резко преобладает гидрокарбонат-ион, в отличие от крупных рек, где повышается доля сульфат- и хлорид-иона. Таким образом, можно заключить, что для формирования химического состава вод малых водоемов Кугдинского массива и его обрамления существенную роль играет их взаимодействие с подстилающими горными породами, особенно при формировании катионного состава вод.

Содержания микрокомпонентов в поверхностных водах, дренирующих Кугдинский массив и карбонатные породы обрамления, показывают, что потенциально состав вод в пределах данной территории может быть использован как поисковый признак. В водах Кугдинского массива и его обрамления накапливаются такие рудные элементы, как Ni, Zn, Rb. Также наблюдаются достаточно высокие относительно значений минерализации содержания Ti, V, Cr, Co, Cu, Y, Zr, Ag, Pb. Значения коэффициента водной миграции указывают на то, что среди перечисленных элементов наиболее охотно из пород ультраосновного-щелочного массива выносятся Cu, Zn, Rb, Ag, Pb, а из пород его карбонатного обрамления – Ni, Cu, Zn, Ag.

По содержанию микрокомпонентов в водотоках, дренирующих ультраосновной-щелочной массив, геохимическую специализацию Кугдинского массива можно классифицировать как медно-никелевую. Однако следует иметь в виду, что состав поверхностных водотоков отражает состав пород только до глубины эрозионного вреза, если не принимать во внимание возможность их подземного питания, которая затруднена повсеместным распространением многолетне-мерзлых пород. Целесообразно при организации гидрогеохимических поисков на территории района по возможности опробовать выходы подземных вод, а также водотоки, приуроченные к зонам разломов.

Полевые работы на территории Кугдинского массива и его обрамления проведены при поддержке гранта РФФИ 18-05-70094. Анализ отобранных проб и обработка гидрогеохимических данных, включая изучение поведения элементов рудной специализации, выполнены в рамках Государственного задания лаборатории моделирования гидрогеохимических и гидротермальных процессов ГЕОХИ РАН. Изучение особенностей минерального состава пород выполнено в рамках Госзадания ИГ КарНЦ РАН. Определение органического вещества в пробах воды, а также исследование поведения РЗЭ и урана проведены при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-33-60030. Отбор проб воды рр. Пясына, Дубыпта, Тарей и последующий химический анализ выполнены при финансовой поддержке РНФ, проект № 20-77-10084. Авторы также благодарят сотрудников ГЕОХИ РАН Дениса Николаевича Дозадкина и Ирину Николаевну Громяк за помощь в проведении химического анализа воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Указ Президента Российской Федерации от 26.10.2020 г. № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» // Собрание законодательства РФ. – М., 2020. – 35 с. URL: <http://pravo.gov.ru/> (дата обращения 15.11.2021)
2. Major and trace elements in suspended matter of western Siberian rivers: First assessment across permafrost zones and landscape parameters of watersheds / I.V. Krickov, A.G. Lim, R.M. Manasyrov, S.V. Loiko, S.N. Vorobyev, V.P., Shevchenko O.M. Dara, V.V. Gordeev, O.S. Pokrovsky // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2020. – V. 269. – P. 429–450. DOI: 10.1016/J.GCA.2019.11.005.
3. Spatial and seasonal variations of C, nutrient, and metal concentration in thermokarst lakes of Western Siberia across a permafrost gradient / R.M. Manasyrov, A.G. Lim, I.V. Krickov, L.S. Shirokova, S.N. Vorobyev, S.N. Kirpotin, O.S. Pokrovsky // *Water*. – 2020. – V. 12. – № 6. – [1830]. DOI: 10.3390/W12061830.
4. Impact of permafrost thaw and climate warming on riverine export fluxes of carbon, nutrients and metals in Western Siberia / O.S. Pokrovsky, R.M. Manasyrov, S.G. Kopysov, I.V. Krickov, L.S. Shirokova, S.V. Loiko, A.G. Lim, L.G. Kolesnichenko, S.N. Vorobyev, S.N. Kirpotin // *Water*. – 2020. – V. 12. – № 6. – [1817]. DOI: 10.3390/W12061817.
5. Major-ion chemistry and quality of water in rivers of Northern West Siberia / I. Ivanova, O. Savichev, N. Trifonov, Y.V. Kolubaeva, N. Volkova // *Water*. – 2021. – V. 13. – № 21. – [13107]. DOI: 10.3390/w13213107.
6. Snowmelt dominance of dissolved organic carbon in high-latitude watersheds: implications for characterization and flux of river DOC / J. Finlay, J. Neff, S. Zimov, A. Davydova, S. Davydov // *Geophysical Research Letters*. – 2006. – V. 33. – [L10401]. DOI: 10.1029/2006GL025754.
7. Seasonal changes in the age and structure of dissolved organic carbon in Siberian rivers and streams / J.C. Neff, J.C. Finlay, S.A. Zimov, S.P. Davydov, J.J. Carrasco, E.A.G. Schuur, A.I. Davydova // *Geophysical Research Letters*. – 2006. – V. 33. – [L23401]. DOI: 10.1029/2006GL028222.
8. A high-resolution time series of oxygen isotopes from the Kolyma river: implications for the seasonal dynamics of discharge and basin-scale water use / L.R. Welp, J.T. Randerson, J.C. Finlay, S.P. Davydov, G.M. Zimov, A.I. Davydova, S.A. Zimov // *Geophysical Research Letters*. – 2005. – V. 32. – [L14404]. DOI: 10.1029/2005GL022857.
9. Даувальтер В.А. Геохимия озер в зоне влияния Арктического железорудного предприятия // *Геохимия*. – 2020 – Т. 65. – № 8. – С. 797–810. DOI: 10.31857/S001675252008004X.
10. Даувальтер В.А., Кашулин Н.А. Оценка экологического состояния Арктической пресноводной системы по результатам исследований содержания тяжелых металлов в донных отложениях // *Геохимия*. – 2018. – Т. 8. – № 8. – С. 805–819. DOI: 10.1134/S0016752518080034.
11. Базова М.М., Моисеенко Т.И. Миграционная активность элементов в водах озер северо-запада России // *Геохимия*. – 2021. – Т. 66. – № 10. – С. 938–951. DOI: 10.31857/S0016752521100022.
12. Гусева Н.В., Воробьева Д.А., Евтюгина З.А. Особенности взаимодействия в системе вода-порода на территории водосбора озера Имандра (Кольский полуостров) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 177–188. DOI: 10.18799/24131830/2020/8/2779
13. Dornblaser M.M., Striegl R.G. Nutrient (N, P) loads and yields at multiple scales and subbasin types in the Yukon River basin, Alaska // *Journal of Geophysical Research, Biogeosciences*. – 2007. – V. 112. – [G04S57]. DOI: 10.1029/2006JG000366.
14. Emmerton C.A., Lesack L.F.W., Vincent W.F. Mackenzie River nutrient delivery to the Arctic Ocean and effects of the Mackenzie Delta during open water conditions // *Global Biogeochemical Cycles*. – 2008. – V. 22. – [GB1024]. DOI: 10.1029/2006GB002856.
15. Seasonal and spatial variability in dissolved organic matter quantity and composition from the Yukon River basin, Alaska / R.G.M. Spencer, G.R. Aiken, K.P. Wickland, R.G. Striegl, P.J. Hernes // *Global Biogeochemical Cycles*. – 2008. – V. 22. – [GB4002]. DOI: 4010.1029/2008GB003231.
16. Utilizing chromophoric dissolved organic matter measurements to derive export and reactivity of dissolved organic carbon exported to the Arctic Ocean: A case study of the Yukon River, Alaska / R.G.M. Spencer, G.R. Aiken, K.D. Butler, M.M. Dornblaser, R.G. Striegl, P.J. Hernes // *Geophysical Research Letters*. – 2009. – V. 36. – [L06401]. DOI: 10.1029/2008GL036831.
17. A decrease in discharge-normalized DOC export by the Yukon River during summer through autumn / R.G. Striegl, G.R. Aiken, M.M. Dornblaser, P.A. Raymond, K.P. Wickland // *Geophysical Research Letters*. – 2005. – V. 32. – [L21413]. DOI: 10.1029/2005GL024413.
18. Характерные особенности молекулярного состава органического вещества осадков моря Лаптевых в районах аномально-выброса метана / А.А. Гринько, И.В. Гончаров, Н.Е. Шахова, О. Густафссон, Н.В. Обласов, Е.А. Романкевич, А.Г. Зарубин, Р.С. Кашапов, Е.В. Гершелис, О.В. Дударев, А.К. Мазуров, И.П. Семилетов, Д.В. Черных // *Геология и геофизика*. – 2020. – Т. 61. – № 4. – С. 560–585. DOI: 10.15372/GIG2019150
19. Исследования состава органического вещества донных осадков моря Лаптевых с применением метода ROCK-EVAL / Е.В. Гершелис, Р.С. Кашапов, А.С. Рубан, И.А. Оберемок, А.А. Леонов, Д.В. Черных, О.В. Дударев, И.П. Семилетов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 189–198. DOI: 10.18799/24131830/2020/8/2780.
20. Накопление органического вещества, тяжелых металлов и редкоземельных элементов в морском осадке на различном расстоянии от дельты реки Индирикка / В.С. Севастьянов, О.В. Кузнецова, В.С. Федулов, В.Ю. Федулова, Н.В. Душенко, С.Г. Наймушин, Я.В. Бычкова, А.П. Кривенко // *Геохимия*. – 2020. – Т. 65. – № 12. – С. 1167–1175. DOI: 10.31857/S0016752520120043.
21. Когарко Л.Н. Закономерности концентрирования и рассеяния циркония и гафния в щелочно-карбонатитовых системах // *Геохимия*. – 2019. – Т. 64. – № 12. – С. 1215–1221. DOI: 10.31857/S0016-752564121215-1221
22. Когарко Л.Н., Рябчиков И.Д., Кузьмин Д.В. Высокобариевая слода в оливинитах Гулинского массива (Маймеча-Котуйская провинция, Сибирь) // *Геология и геофизика*. – 2012. – Т. 53. – № 11. – С. 1572–1579.
23. Арзамасцев А.А., Арзамасцева Л.В. Геохимические индикаторы эволюции щелочно-ультраосновных серий палеозойских массивов фенноскандинавского щита // *Петрология*. – 2013. – Т. 21. – № 3. – С. 277–308. DOI: 10.7868/S0869590313020027.
24. Аносова М.О., Костицын Ю.А., Когарко Л.Н. Связь высококальциевых недосыщенных кремнеземом комплексов Маймеча-Котуйской провинции с сибирскими платобазальтами. Новые данные о возрасте массива Кугда (Полярная Сибирь) // *Геохимия*. – 2019. – Т. 64. – № 12. – С. 1269–1273. DOI: 10.31857/S0016-752564121269-1273.
25. Региональные изменения климата и угроза для экосистем, выпуск 4. Таймырский экорегион / С.Е. Беликов, А.Е. Волков, А.С. Гинзбург, М.В. Глазов, Ю.Н. Голубчиков, Г.В. Груза, В.А. Климанов, А.О. Кокорин, А.А. Минин, А.В. Кожаринов, В.В. Никифоров, Ю.И. Попов, Э.Я. Ранькова, В.А. Спиридонов, А.А. Шепелев. – М.: ООО Изд-во «Русский университет», 2003. – 24 с.
26. Особо охраняемые природные территории Российской Арктики: современное состояние и перспективы развития / под ред. М.С. Стишова. – М.: Скорость цвета, 2013. – 427 с.
27. Егоров Л.С. Ийолит-карбонатитовый плутонизм (на примере Маймеча-Котуйского комплекса Полярной Сибири). – Л.: Недра, 1991. – 260 с.
28. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1000000. Третье поколение. Анабаро-Вилуйская серия. Лист R-48 (Хатанга). Карта дочетвертичных образований / под ред. Г.В. Липенкова, М.С. Машак. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015.

29. Григорьев Н.А. Распределение химических элементов в верхней части континентальной коры. – Екатеринбург: УрО РАН, 2009. – 382 с.
30. Gaillardet J., Viers J., Dupré B. Trace elements in river waters // Treatise on Geochemistry. – 2003. – V. 5–9. – P. 225–272. DOI: 10.1016/B0-08-043751-6/05165-3.
31. Seto M., Akagi T. Chemical condition for the appearance of a negative Ce anomaly in stream waters and groundwaters // Geochemical Journal. – 2008. – V. 42. – № 4. – P. 371–380. DOI: 10.2343/geochemj.42.371.
32. Перельман А.И., Касимов Н.С. Геохимия ландшафта. – М.: Изд-во Московского государственного университета, 1999. – 610 с.
33. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. 2-е изд. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
34. Takeno N. Atlas of Eh-pH diagrams. Intercomparison of thermodynamic databases. Geological Survey of Japan Open File Report No. 419. – Tsukuba: National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, 2005. – 285 p.
35. Торопов А.С., Солдатова Е.А., Рихванов Л.П. Формы миграции радионуклидов (U и Th) в природных водах в различных геохимических условиях на основе расчетных и экспериментальных данных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 12. – С. 7–21. DOI: 10.18799/24131830/2020/12/2935
36. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швецов В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 672 с.
37. Янин Е.П., Кузьмич В.Н., Иваницкий О.М. Региональная природная неоднородность химического состава поверхностных вод суши и необходимость ее учета при оценках их экологического состояния и интенсивности техногенного загрязнения // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. – 2016. – № 6. – С. 3–72. URL: [http://www.geokhi.ru/DocLib5/publications/Regionalnaya neodnorodnost sostava vod.pdf](http://www.geokhi.ru/DocLib5/publications/Regionalnaya_neodnorodnost_sostava_vod.pdf) (дата обращения 13.10.2021).
38. Smith K.S., Huysck H.L.O. An overview of the abundance, relative mobility, bioavailability, and human toxicity of metals // Reviews in economic geology. V. 6A. The environmental geochemistry of mineral deposits. P. A: Processes, techniques, and health issues / Eds G.S. Plumlee, M.J. Logsdon. – Littleton: Society of economic geologists, 1999. – P. 29–70.

Поступила 10.12.2021 г.

Информация об авторах

Солдатова Е.А., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Центра изотопной биогеохимии Тюменского государственного университета; старший научный сотрудник лаборатории моделирования гидрогеохимических и гидротермальных процессов Института геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН.

Торопов А.С., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры радиохимии химического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова.

Сидкина Е.С., кандидат геолого-минералогических наук, руководитель лаборатории моделирования гидрогеохимических и гидротермальных процессов Института геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН.

Коньшиев А.А., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник отдела минерального сырья Института геологии Карельского научного центра РАН.

Иванова И.С., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории гидрогеохимии и геоэкологии Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

UDC 550.461

CHEMICAL COMPOSITION OF THE SMALL WATERCOURSES OF THE KUGDA MASSIF AND ITS MARGIN (EASTERN SIBERIA)

Evgeniya A. Soldatova^{1,2},
2a61@mail.ru

Andrey S. Toropov³,
torop990@gmail.com

Evgeniya S. Sidkina²,
sidkinaes@yandex.ru

Artem A. Konyshov⁴,
icelopa@gmail.com

Irina S. Ivanova⁵,
ivanovaS_1986@mail.ru

¹ University of Tyumen,
6, Volodarsky street, Tyumen, 625003, Russia.

² Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry RAS,
19, Kosygin street, Moscow, 119991, Russia.

³ Lomonosov Moscow State University,
1, Leninskie Gory street, Moscow, 119991, Russia.

⁴ Institute of Geology, Karelian Research Centre RAS,
11, Pushkinskaya street, Petrozavodsk, 185910, Russia.

⁵ Tomsk branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of RAS,
4, Academicheskoy avenue, Tomsk, 634055, Russia.

Relevance. The extensive development of the Arctic territories and global climate change issues have attracted Geosciences researchers' attention to exploring the environmental characteristics of the Russian Arctic and subarctic territories over the past few decades. The outcrops of intrusive massifs in the northern part of Eastern Siberia are of interest due to the prospects for mineral deposits. At the same time, the terrestrial water systems of this region remain poorly studied. Inaccessible location and a virtual absence of infrastructure is the main account. Research of the water chemistry of intrusive massifs is challenging for explaining their formation mechanisms in the Arctic territories and improving hydrogeochemical exploration methods.

The aim and object. The research object is the small watercourses draining the Kugda ultramafic alkaline intrusive massif and its carbonate margin located in the western part of the Anabar Plateau. The study aims to investigate the water chemistry and carry out a comparative analysis with the large rivers of the region as well as reveal the consistencies of the chemical composition formation.

Methods. During the fieldwork in July–August 2020, three samples from small watercourses draining ultramafic alkaline massif and its carbonate margin were taken. The carbonate system components were determined by potentiometric titration. The anionic composition was determined by ion chromatography. Dissolved organic carbon was measured by the high-temperature catalytic oxidation method. Elemental analysis of water was carried out by ICP-AES and ICP-MS methods. Samples for elemental analysis were filtered through a polyethersulfone membrane of 0,45 µm mesh into analytical pure 15 mL tubes with 0,45 mL of high purity HNO₃ for conservation.

Results and conclusions. The cationic content of the studied waters of the ultramafic alkaline massif and its margin reflects the rock composition adequately. At the same time, their anionic composition is controlled by a complex set of factors, both geochemical (rock composition and interaction with organic matter) and hydrological (recharging features). The small watercourse chemical composition draining the Kugda massif and its margin compared to the medium and large rivers of the region revealed the domination of magnesium in the cationic composition and increase in the proportion of potassium in contrast with sodium. The anionic composition of the small watercourses is relatively homogeneous; bicarbonate is sharply dominant, in contrast to large rivers, where the proportion of sulfate and chloride ions increases. The concentrations of trace elements in the surface waters draining the massif and its margin show that the composition of the studied waters can be used as an indicator of ore mineralization. The studied waters are enriched with such ore elements as Ni, Zn, Rb. According to the water migration coefficient values, Ni, Cu, Zn, Rb, Ag, Pb are readily removed from the rocks. Abundancies of trace elements in small watercourses draining alkaline rocks make the geochemical signature which could be classified as copper-nickel mineralization of the Kugda massif.

Key words:

Trace elements, surface water, water migration coefficient, ore mineralization, Anabar Plateau, Arctic, Kugda, Polar Siberia.

Fieldwork within the Kugda massif and its margin was carried out with the support of the RFBR, project no. 18-05-70094. The water sample analysis and hydrogeochemical data processing were supported by the State Assignment of the Lab of Modeling Hydrogeochemical and Hydrothermal Processes, the Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry RAS. The study of the rock mineral composition was carried out in the framework of the State Assignment of Geological Institute of the Karelian Research Centre RAS. Determination of organic matter in the water samples and the study of the REE and U behavior was supported by the RFBR, project no. 19-33-60030. A sampling of Pyasina, Dudypa, Tareya Rivers and subsequent chemical analysis were carried out with the financial support of the RSF, project no. 20-77-10084. The authors are also grateful to Denis N. Dogadkin and Irina N. Gromyak from GEOKHI RAS for help with water chemical analysis.

REFERENCES

1. Ukaz Prezidenta Rossijskoy Federatsii ot 26.10.2020 no 645 O strategii razvitiya Arkicheskoy zony Rossiyskoy Federatsii i obespechenii natsionalnoy bezopasnosti na period do 2035 goda [Decree of the President of the Russian Federation of October 26, 2020 No. 645 On the strategy for the development of the Arctic Zone of the Russian Federation and ensuring national security for the period until 2035]. Moscow, 2020. 35 p. Available at: <http://pravo.gov.ru/> (accessed 15 November 2021).
2. Krickov I.V., Lim A.G., Manasyrov R.M., Loiko S.V., Vorobyev S.N., Shevchenko V.P., Dara O.M., Gordeev V.V., Pokrovsky O.S. Major and trace elements in suspended matter of western Siberian rivers: First assessment across permafrost zones and landscape parameters of watersheds. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2020, vol. 269, pp. 429–450. DOI: 10.1016/J.GCA.2019.11.005.
3. Manasyrov R.M., Lim A.G., Krickov I.V., Shirokova L.S., Vorobyev S.N., Kirpotin S.N., Pokrovsky O.S. Spatial and seasonal variations of C, nutrient, and metal concentration in thermokarst lakes of Western Siberia across a permafrost gradient. *Water*, 2020, vol. 12, no. 6, [1830]. DOI: 10.3390/W12061830.
4. Pokrovsky O.S., Manasyrov R.M., Kopysov S.G., Krickov I.V., Shirokova L.S., Loiko S.V., Lim A.G., Kolesnichenko L.G., Vorobyev S.N., Kirpotin S.N. Impact of permafrost thaw and climate warming on riverine export fluxes of carbon, nutrients and metals in Western Siberia. *Water*, 2020, vol. 12, no. 6, [1817]. DOI: 10.3390/W12061817.
5. Ivanova I., Savichev O., Trifonov N., Kolubaeva Y.V., Volkova N. Major-ion chemistry and quality of water in rivers of Northern West Siberia. *Water*, 2021, vol. 13, no. 21, [13107]. DOI: 10.3390/w13213107
6. Finlay J., Neff J., Zimov S., Davydova A., Davydov S. Snowmelt dominance of dissolved organic carbon in high-latitude watersheds: Implications for characterization and flux of river DOC. *Geophysical Research Letters*, 2006, vol. 33, [L10401]. DOI: 10.1029/2006GL025754.
7. Neff J.C., Finlay J.C., Zimov S.A., Davydov S.P., Carrasco J.J., Schuur E.A.G., Davydova A.I. Seasonal changes in the age and structure of dissolved organic carbon in Siberian rivers and streams. *Geophysical Research Letters*, 2006, vol. 33, [L23401]. DOI: 10.1029/2006GL028222.
8. Welp L.R., Randerson J.T., Finlay J.C., Davydov S.P., Zimova G.M., Davydova A.I., Zimov S.A. A high-resolution time series of oxygen isotopes from the Kolyma River: Implications for the seasonal dynamics of discharge and basin-scale water use. *Geophysical Research Letters*, 2005, vol. 32, [L14404]. DOI: 10.1029/2005GL022857.
9. Dauvalter V.A. Geochemistry of lakes in a zone impacted an Arctic iron-producing enterprise. *Geochemistry International*, 2020, vol. 58, no 8, pp. 933–946. DOI: 10.1134/S0016702920080042
10. Dauvalter V.A., Kashulin N.A. Assessment of the ecological state of the Arctic freshwater system based on concentrations of heavy metals in the bottom sediments. *Geochemistry International*, 2018, vol. 56, no 8, pp. 842–856. DOI: 10.1134/S0016702918080037
11. Bazova M.M., Moiseenko T.I. Migration activity of elements in the water of lakes of northwestern Russia. *Geochemistry International*, 2021, vol. 59, no 10, pp. 970–982. DOI: 10.31857/S0016752521100022.
12. Guseva N.V., Vorobeva D.A., Evtyugina Z.A. Features of interaction in the water-rock system: a case study of the Imandra lake catchment (the Kola Peninsula). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 8, pp. 177–188. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/8/2779
13. Dornblaser M.M., Striegl R.G. Nutrient (N, P) loads and yields at multiple scales and subbasin types in the Yukon River basin, Alaska. *Journal of Geophysical Research, Biogeosciences*, 2007, vol. 112, [G04S57]. DOI: 10.1029/2006JG000366.
14. Emmerton C.A., Lesack L.F.W., Vincent W.F. Mackenzie River nutrient delivery to the Arctic Ocean and effects of the Mackenzie Delta during open water conditions. *Global Biogeochemical Cycles*, 2008, vol. 22, [GB1024]. DOI: 10.1029/2006GB002856.
15. Spencer R.G.M., Aiken G.R., Wickland K.P., Striegl R.G., Hernes P.J. Seasonal and spatial variability in dissolved organic matter quantity and composition from the Yukon River basin, Alaska. *Global Biogeochemical Cycles*, 2008, vol. 22, [GB4002]. DOI: 10.1029/2008GB003231.
16. Spencer R.G.M., Aiken G.R., Butler K.D., Dornblaser M.M., Striegl R.G., Hernes P.J. Utilizing chromophoric dissolved organic matter measurements to derive export and reactivity of dissolved organic carbon exported to the Arctic Ocean: A case study of the Yukon River, Alaska. *Geophysical Research Letters*, 2009, vol. 36, [L06401]. DOI: 10.1029/2008GL036831.
17. Striegl R.G., Aiken G.R., Dornblaser M.M., Raymond P.A., Wickland K.P. A decrease in discharge-normalized DOC export by the Yukon River during summer through autumn. *Geophysical Research Letters*, 2005, vol. 32, [L21413]. DOI: 10.1029/2005GL024413.
18. Grinko A.A., Goncharov I.V., Shakhova N.E., Zarubin A.G., Gershelis E.V., Dudarev O.V., Mazurov A.K., Semiletov I.P., Oblasov N.V., Kashapov R.S., Gustafsson Ö., Chernykh D.V., Romankevich E.A. Sediment organic matter in areas of intense methane release in the Laptev Sea: characteristics of molecular composition. *Russian Geology and Geophysics*, 2020, vol. 61, no. 4, pp. 456–477. DOI: 10.15372/RGG2019150
19. Gershelis E.V., Kashapov R.S., Ruban A.S., Oberemok I.A., Leonov A.A., Chernykh D.V., Dudarev O.V., Semiletov I.P. Identifying sources of organic carbon in surface sediments of laptev sea shelf using a ROCK-EVAL approach. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 8, pp. 189–198. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/8/2780.
20. Sevastyanov V.S., Kuznetsova O.V., Fedulov V.S., Fedulova V.Yu., Dushenko N.V., Naimushin S.G., Bychkova Ya.V., Krivenko A.P. Accumulation of organic matter, heavy metals, and rare-earth elements in marine sediment at different distance from the Indigirka River delta. *Geochemistry International*, 2020, vol. 58, no. 12, pp. 1313–1320. DOI: 10.1134/S0016702920120046
21. Kogarko L.N. Conditions of accumulation and fractionation of zirconium and hafnium in the alkaline-carbonatite systems. *Geochemistry International*, 2019, vol. 57, no. 12, pp. 1243–1248. DOI: 10.1134/S0016702919120061
22. Kogarko L.N., Ryabchikov I.D., Kuzmin D.V. High-Ba mica in olivinites of the Guli massif (Maimecha-Kotui province, Siberia). *Russian Geology and Geophysics*, 2012, vol. 53, no. 11, pp. 1209–1215. DOI: 10.1016/j.rgg.2012.09.007
23. Arzamastsev A.A., Arzamastseva L.V. Geochemical indicators of the evolution of the ultrabasic-alkaline series of Paleozoic massifs of the Fennoscandian shield. *Petrology*, 2013, vol. 21, no. 3, pp. 249–279. DOI: 10.1134/S0869591113020021
24. Anosova M.O., Kostitsyn Y.A., Kogarko L.N. Correlation of high-calcium silica-undersaturated complex of the Maymecha-Kotuy province with Siberian flood basalts: new age data on the Kugda massif (Polar Siberia). *Geochemistry International*, 2019, vol. 57, no. 12, pp. 1339–1342. DOI: 10.1134/S0016702919120048
25. Belikov S.E., Volkov A.E., Ginzburg A.S., Glazov M.V., Golubchikov Yu.N., Gruza G.V., Klimanov V.A., Kokorin A.O., Minin A.A., Kozharinov A.V., Nikiforov V.V., Popov Yu.I., Ran'kova E.Ya., Spiridonov V.A., Shepelev A.A. *Regionalnye izmeneniya klimata i ugroza dlya ekosistem. Vyp. 4. Taymyrskiy ekoregion* [Regional changes of climate and danger to ecosystems. Iss. 4. Taymyr ecoregion]. Moscow, Russky universitet Publ., 2003. 24 p.
26. Stishov M.S. *Osobo okhranyaemye territorii Rossiyskoy Arktiki: sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya* [Specially protected natural areas of the Russian Arctic: current state and development prospects]. Moscow, Skorost tsveta Publ., 2013. 427 p.
27. Egorov L.S. *Iyolit-karbonatitovy plutonizm (na primere Maymecha-Kotuyanskogo kompleksa Polyarnoy Sibiri)* [Iolite-carbonatite plutonism (on the example of the Maymecha-Kotuy complex of Polar Siberia)]. Leningrad, Nedra Publ., 1991. 260 p.
28. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii masshtaba 1:1000000. Anabaro-Vilyuskaja seriya. List R-48 (Khatanga). Karta dechetvertichnykh obrazovaniy* [State geological map of the Russian Federation at a scale of 1:1000000. Third generation. Anabar-Vilyui series. Sheet R-48 (Khatanga). Pre-Quaternary formation map]. Eds. G.V. Lipenkov, M.S. Mashchak. St-Petersburg, Kartograficheskaya fabrika VSEGEI Publ., 2015.
29. Grigoriev N.A. *Rasprezhenie khimicheskikh elementov v verkhney chasti kontinentalnoy kory* [Distribution of chemical elements in

- the upper part of the continental crust]. Yekaterinburg, Ural Branch of RAS Publ., 2009. 382 p.
30. Gaillardet J., Viers J., Dupré B. Trace elements in river waters. *Treatise on Geochemistry*, 2003, vol. 5–9, pp. 225–272. DOI: 10.1016/B0-08-043751-6/05165-3.
 31. Seto M., Akagi T. Chemical condition for the appearance of a negative Ce anomaly in stream waters and groundwaters. *Geochemical Journal*, 2008, vol. 42, no. 4, pp. 371–380. DOI: 10.2343/geochemj.42.371
 32. Perelman A.I., Kasimov N.S. *Geokhimiya landshafta* [Landscape geochemistry]. Moscow, Moscow state university Press, 1999. 610 p.
 33. Shvartsev S.L. *Geokhimiya zony gipergeneza* [Hydrogeochemistry of hypergenesis zone]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 366 p.
 34. Takeno N. *Atlas of Eh-pH diagrams. Intercomparison of thermodynamic databases. Geological Survey of Japan Open File Report No.419*. Tsukuba, National institute of Advanced Industrial Science and Technology, 2005. 285 p.
 35. Toropov A.S., Soldatova E.A., Rikhvanov L.P. Forms of radionuclides (U and Th) migration in natural waters under different geochemical conditions based on computational and experimental data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 12, pp. 7–21. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/12/2935.
 36. Kraynov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. *Geokhimiya podzemnykh vod. Teoreticheskie, prikladnye i ekologicheskie aspekty* [Geochemistry of ground waters. Theoretical, applied and environmental aspects]. Moscow, CentrLitNefteGaz Publ., 2012. 672 p.
 37. Janin E.P., Kuzmich V.N., Ivanitsky O.M. Regionalnaya prirodnyaya neodnorodnost khimicheskogo sostava poverkhnostnykh vod sushi i neobkhodimost ee ucheta pri otsenkakh ikh ekologicheskogo sostoyaniya i intensivnosti tekhnogenogo zagryazneniya [Regional natural heterogeneity of the chemical composition of surface waters and the need to take it into account when assessing their ecological state and the intensity of technogenic pollution.]. *Problemy okruzhayushchey sredy i prirodnykh resursov*, 2016, no 6, pp. 3–72. Available at: <http://www.geokhi.ru/DocLib5/publications/Regionalnaya neodnorodnost sostava vod.pdf> (accessed 13 October 2021).
 38. Smith K.S., Huyck H.L.O. An overview of the abundance, relative mobility, bioavailability, and human toxicity of metals. *Reviews in economic geology. Vol. 6A. The environmental geochemistry of mineral deposits. Part A: Processes, techniques, and health issues*. Eds. G.S. Plumlee, M.J. Logsdon. Littleton, Society of economic geologists, 1999. pp. 29–70.

Received: 10 December 2021.

Information about the authors

Evgeniya A. Soldatova, Cand. Sc., senior researcher, University of Tyumen; senior researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry RAS.

Andrey S. Toropov, Cand. Sc., senior researcher, Lomonosov Moscow State University.

Evgeniya S. Sidkina, Cand. Sc., laboratory head, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry RAS.

Artem A. Konyshchev, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Geology, Karelian Research Centre RAS.

Irina S. Ivanova, Cand. Sc., senior researcher, Tomsk branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of RAS.

УДК 622.245

АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Тихонов Алексей Сергеевич^{1,2},
TikhonovAS@tomsknpi.ru

Ковалев Артем Владимирович¹,
Kovalevav@tpu.ru

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

² АО «ТомскНИПИнефть»,
Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72.

Актуальность. С каждым годом, ввиду истощения легкодоступных запасов углеводородов, возникает потребность в повышении темпов разработки месторождений, расположенных в сложных горно-геологических условиях. Строительство и эксплуатация скважин в сложных геологических условиях часто сопровождаются различными осложнениями и авариями, такими как флюидопроявления, открытые фонтаны, возникновение межколонных давлений, негерметичность обсадной колонны, протаивание и обрушение мерзлых пород в околоствольном пространстве скважин и т. д. Все это приводит к значительному увеличению стоимости строительства скважин, а также к росту затрат на их содержание и эксплуатацию. При проектировании скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями особое внимание уделяется конструкции скважины ввиду того, что помимо дополнительных финансовых затрат неправильный выбор конструкции может привести к полной потере скважины. Актуальным вопросом является выбор конструкции скважин, позволяющей достичь высоких экономических показателей при отсутствии сопутствующих осложнений при строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях.

Цель: определить перспективные направления совершенствования конструкций нефтяных и газовых скважин и обсадных колонн.

Методы: оценка и анализ действующих конструкций нефтяных и газовых скважин и обсадных колонн на возможность дальнейшей оптимизации и применимости к строительству скважин в сложных горно-геологических условиях.

Результаты. Авторами разработаны классификации конструкций нефтяных и газовых скважин и обсадных колонн. Выделены основные классификационные признаки для конструкций нефтяных и газовых скважин и обсадных колонн. Определены перспективные направления дальнейших исследований.

Ключевые слова:

Конструкция скважины, обсадная колонна, обсадные трубы, сложные горно-геологические условия, потайные колонны, расширяемые обсадные трубы, комбинированная обсадная колонна.

Введение

В современных условиях нестабильности рыночной стоимости нефти для компаний, осуществляющих её добычу, одним из основных приоритетов является снижение капитальных расходов при осуществлении обустройства и разбуривания месторождения, которые составляют наибольший объем затрат при разработке месторождения. Исходя из этого, от выбора оптимальных проектных решений по строительству скважин зависит экономическая эффективность добычи углеводородов.

Рациональный выбор конструкции скважины – важнейший этап проектирования, влияющий на качество строительства скважин, а также дальнейшую эффективную и длительную эксплуатацию. Горно-геологические условия месторождения и проектные решения по вскрытию продуктивных пластов являются определяющими факторами при выборе конструкции.

Конструкция скважины должна обеспечивать следующие основные задачи [1]:

- проходку до проектной глубины;
- выбранный способ заканчивания;

- надежную герметичную связь между продуктивным объектом и поверхностью;
- надёжную изоляцию всех горизонтов как друг от друга, так и от поверхности;
- возможность использования эксплуатационного и ремонтного оборудования;
- безаварийную эксплуатацию скважины в течение всего её срока использования;
- минимальную материалоемкость и стоимость.

На сегодняшний день наблюдается значительное увеличение числа спускаемых обсадных колонн с ростом прочностных свойств применяемых труб, что связано с усложнением геолого-технологических условий бурения, к числу которых можно отнести:

- аномально высокое пластовое давление (АВПД);
- высокая и низкая температура;
- сероводородная агрессия;
- интервалы, несовместимые по условиям бурения.

К технологическим факторам, определяющим усложнение конструкции скважины, стоит отнести строительство скважин с большим отходом от вертикали (БОВ), строительство скважин с морских платформ, строительство многозабойных и многоствольных скважин.



Рис. 1. Классификация конструкций скважин

Fig. 1. Well casing design classification

По результатам проведенного обзора и анализа была разработана классификация конструкций скважин, которая представлена на рис. 1.

На сегодняшний день остаются наиболее распространенными конструкции скважин без боковых стволов, но, несмотря на это, многоствольные и многозабойные скважины начинают получать востребованность на территории РФ.

Строительство бокового ствола позволяет увеличить зону дренирования и, как следствие, обеспечить больший дебит скважины.

В соответствии с международной классификацией многоствольных скважин TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) выделяют 6 уровней сложности (рис. 2) [2]:

- TAML1. Основной и боковые стволы не обсажены, либо спущен подвешенный хвостовик;
- TAML2. Основной ствол полностью обсажен и зацементирован, боковой ствол не обсажен, либо спущен хвостовик;
- TAML3. Основной ствол полностью обсажен и зацементирован, боковой ствол обсажен, но не зацементирован;
- TAML4. Основной и боковой стволы полностью обсажены и зацементированы, сочленение стволов не герметично;

- TAML5. Основной и боковой стволы полностью обсажены и зацементированы, технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров. Сочленение стволов обеспечивает полную герметичность.
- TAML6. Основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи. Сочленение стволов обеспечивает полную герметичность.

Таким образом, для уровней TAML1 и TAML2 механическая и гидравлическая изоляция сочленения двух стволов отсутствует. Для уровней TAML3 и TAML4 обеспечивается только механическая изоляция, а гидравлическая отсутствует. Для уровней TAML5 и TAML6 обеспечена как гидравлическая, так и механическая изоляция сочленения двух стволов.

Рассматривая возможные области применения многоствольных скважин для решения различных геологических и технологических задач, можно встретить как строительство обычных добывающих многоствольных скважин с обсаженными и зацементированными стволами [3], так и потенциал использования многоствольных скважин для циклического нагнетания пара с целью добычи тяжелой нефти [4].

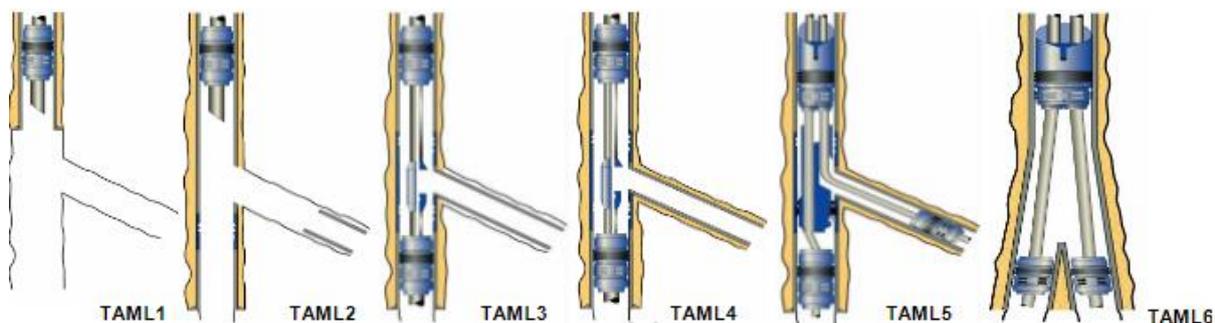


Рис. 2. Классификация уровней сложности многоствольных скважин TAML

Fig. 2. TAML classification of complexity levels of multi-lateral wells

Несмотря на высокий уровень развития технологий сочленения стволов остается актуальной проблема их некачественного и ненадежного соединения.

Тип конструкции эксплуатационного забоя определяется недропользователем на основе ожидаемого способа разработки продуктивного горизонта, а также исходя из типа и свойств породы коллектора. Можно выделить следующие основные типы конструкций эксплуатационного забоя:

- *конструкция открытого забоя*, предназначенная для заканчивания скважин в условиях, когда применение тампонажного материала недопустимо из-за ухудшения коллекторских свойств пласта. Продуктивный объект остается незацементированным. Такая конструкция возможна, если коллектор устойчивый;
- *конструкция закрытого забоя*, необходимая для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга с целью обеспечения их разработки по системе «снизу вверх» или для совместно-раздельной эксплуатации. Продуктивный объект перекрывается сплошной или потайной колонной с обязательным цементированием;
- *конструкция забоя смешанного типа*, сочетающая элементы конструкций открытого и закрытого забоев. Такие конструкции рациональны в однородной залежи для изоляции близко расположенных от кровли напорных горизонтов. С этой целью в верхнюю часть продуктивного объекта спускают и цементируют обсадную колонну. Нижняя часть пласта остается открытой или перекрывается незацементированным фильтром.

В общем виде количество обсадных колонн определяется двумя факторами – геологическими условиями проводки скважины и технологическими требованиями недропользователя.

В зависимости от условий проводки конструкции скважины делятся:

- на *двухколонные*, применяемые на месторождениях с изученным геологическим разрезом, в интервалах которого отсутствуют какие-либо серьезные осложнения;
- *трехколонные*, применяемые при строительстве наклонно-направленных и вертикальных скважин с благоприятными геологическими условиями;
- *четырёхколонные*, проектируемые при строительстве горизонтальных скважин либо в случае если в разрезе присутствуют интервалы, несовместимые по условиям бурения;
- *пятиколонные*, проектируемые при строительстве как поисковых и разведочных, так и эксплуатационных скважин, геологический разрез которых представлен интервалами, несовместимыми по условиям бурения, пластами с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями, интервалами катастрофических поглощений;
- *шестиколонные*, применяемые на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями, аналогично пятиколонным;

- *семь и более обсадных колонн*, в основном проектируемые для морских месторождений, газовых скважин с аномально высоким пластовым давлением.

Обвязываемыми обсадными колоннами называются две и более обсадных колонн, имеющие общее межколонное пространство, контроль герметичности которого осуществляется с помощью колонной обвязки.

В *одноколонных конструкциях скважин* обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна. Также в конструкции скважины могут присутствовать направление и потайные колонны.

В *двухколонных конструкциях скважин* обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна.

В *трехколонных конструкциях скважин* обвязываются кондуктор, две технические и эксплуатационная колонна.

Конструкции, где обвязывается пять и более колонн встречаются достаточно редко. Обязка такого количества колонн осуществляется специальными устьевыми обвязками, изготовленными по заказу.

Основным элементом конструкции скважины является обсадная колонна. На рис. 3 представлена классификация обсадных колонн, разработанная авторами.

Обсадные колонны предназначены для решения запланированных геологических или технологических задач, направленных на безопасное строительство, эксплуатацию в течение проектного срока и ремонт скважины.

По назначению все обсадные колонны делятся:

- на направление;
- кондуктор;
- техническая колонна;
- потайная колонна;
- эксплуатационная колонна.

Схематическое изображение указанных обсадных колонн представлено на рис. 4.

Под *направлением* подразумевают первую колонну обсадных труб, предназначенную для предотвращения осыпей и обвалов устья скважины, а также поглощений бурового раствора в верхних горизонтах. Обычно направление спускается на глубину, не превышающую 80 м, в зависимости от геологических условий проводки скважины [1].

В работах [5, 6] представлены результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по строительству скважин без спуска направления при строительстве эксплуатационных скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Строительство эксплуатационных скважин без направления обеспечивает сокращение цикла строительства скважины на 12 часов, исключение затрат материально-технических ресурсов на крепление обсадных труб направления и как следствие – сокращение стоимости строительства скважины.



Рис. 3. Классификация обсадных колонн
 Fig. 3. Casing classification

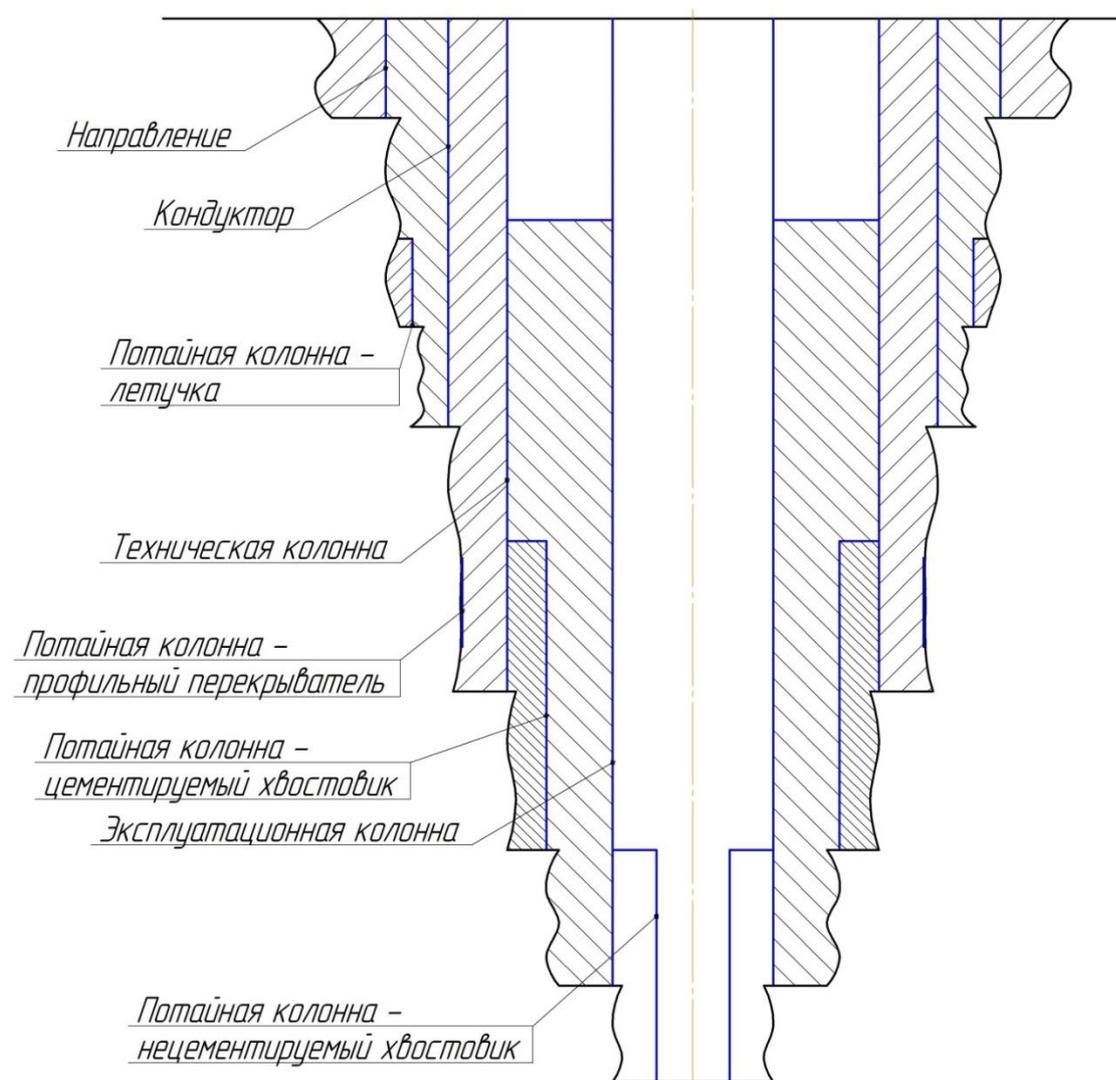


Рис. 4. Схематическое изображение обсадных колонн
 Fig. 4. Casing schematic representation

Помимо представленных преимуществ, важно отметить геологические и технологические условия, при которых исключение направления из конструкции скважины недопустимо. К таким условиям относятся:

- месторождения, в разрезе которых присутствуют многолетнемерзлые породы (ММП), что обусловлено недопустимостью длительного теплового воздействия на эти интервалы;
- месторождения, в верхних интервалах которых залегают неустойчивые породы, склонные к осыпям и обвалам, вследствие чего бурение до проектной глубины спуска кондуктора может быть осложнено;
- разведочные и поисково-оценочные скважины, а также эксплуатационные скважины на недостаточно изученных геологических площадях.

Решением, направленным на исключение этапов бурения и крепления интервала под направление из цикла строительства скважины на месторождениях с неустойчивыми горными породами в верхних интервалах, является использование «забивного направления». На этапе инженерной подготовки кустовой площадки осуществляется забивание обсадной трубы направления сваебойной установкой. Таким образом значительно снижаются затраты на оплату суточной ставки буровому подрядчику [7].

Основной проблемой при эксплуатации скважин в зоне многолетнемерзлых пород является потеря осевой устойчивости обсадных колонн вследствие растепления ММП [8]. Интервал потери устойчивости может составлять от 0 до 250 м, что затрудняет эксплуатацию скважины и создает производственные риски, вплоть до потери скважины. Растепление многолетнемерзлых пород происходит вследствие длительной циркуляции пластового флюида с положительной температурой.

Распространенным решением, позволяющим исключить растепление пород в приустьевой части скважин, является применение термоизолированных труб. Самой распространенной конструкцией таких труб является термокейс из пенополиуретана [9]. Термокейс – это обсадная колонна, которая изготавливается из стальных труб по технологии «труба в трубе» с заливкой в межтрубное пространство пенополиуретана, который в свою очередь значительно снижает теплопередачу от устья скважины к многолетнемерзлым породам. Данное решение находит своё применение на территории РФ на таких крупных месторождениях, как Ванкорское, Тагульское, Русское, Уренгойское и др. [10].

Вопрос теплоизоляции скважин в иностранных источниках находит свою актуальность начиная с XX в. Так, в патенте [11] описана конструкция теплоизолированной обсадной трубы с заливкой в межтрубное пространство в качестве изолятора стекла или керамического волокна. Конструкция состоит из наружной и внутренней трубы с заливкой в межтрубное пространство теплоизолятора. Основными недостатками конструкции теплоизолирующей трубы являются высокий коэффициент теплопровод-

ности стекла, а также достаточно сложная технология производства данных труб.

В работе [12] рассматривается конструкция скважины с температурой пара при закачке до 296 °С. Конструкция данной теплоизолированной трубы аналогична ранее рассмотренным за исключением того, что в межтрубном пространстве находится вакуум. Однако в зонах соединения обсадных труб отсутствует изолятор в виде вакуума, что будет приводить к локальному тепловому воздействию на горные породы в местах расположения муфт.

Применение вакуумных изолированных труб позволяет значительно снизить тепловое воздействие на многолетнемерзлые породы в процессе эксплуатации скважины в связи с тем, что теплопроводность вакуума равна 0. Но в тоже время сдерживающим применением данных труб фактором является высокая стоимость их производства.

При строительстве морских скважин со стационарных платформ и блок-кондуктора функцию направления выполняет задавливаемая на глубину 90–120 м водоотделяющая обсадная колонна. Исходя из названия обсадной колонны, её основной функцией является обеспечение замкнутого контура циркуляции бурового раствора при бурении интервала под кондуктор и предотвращение его поступления в морскую среду. Данная обсадная колонна должна быть стойкой к агрессивному воздействию морской воды [13].

Кондуктор является обязательной обсадной колонной, и, в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБНГП) [14], глубина спуска кондуктора должна обеспечивать предотвращение гидроразрыва пород у башмака при открытом фонтанировании. Кроме того, кондуктор предназначен для перекрытия верхних водоносных горизонтов, неустойчивых горных пород, прихватопасных зон, предотвращения поглощений в верхней части разреза. Кондуктор, как и направление, цементируется до устья. На кондуктор устанавливается устьевая обвязка и противовыбросовое оборудование на этапе строительства скважины.

В районах распространения ММП кондуктор должен перекрывать их интервал залегания не менее чем на 50 м [14].

Таким образом, в числе основных функций кондуктора можно выделить обеспечение безаварийного бурения интервала под следующую колонну, удержание устьевого оборудования и подвеску последующих обсадных колонн на устье скважины.

В современных условиях за счет подбора высокоэффективной системы бурового раствора, обеспечивающей стабильность ствола скважины на протяжении длительного времени, высоких механических скоростей и геомеханически обоснованных плотностей бурового раствора, возможно уменьшение глубины спуска кондуктора до минимальной расчетной в соответствии с ПБНГП [14].

В случае необходимости разделения интервалов, несовместимых по условиям бурения, спускается *техническая (промежуточная)* колонна. Под несов-

местимыми условиями бурения понимают такое их сочетание, когда требуемая плотность промывочной жидкости для нижележащего интервала вызывает осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Кроме того, техническая колонна может спускаться и по иным причинам, как геологическим, так и технологическим.

В числе геологических причин можно выделить необходимость разобщения флюидосодержащих горизонтов, перекрытия неустойчивых пород и интервалов, склонных к интенсивным поглощениям, а также обеспечения выполнения требований ПБНПП по недопущению гидроразрыва пород у башмака предыдущей колонны при проявлении из продуктивного пласта в случае большой расчетной глубины спуска кондуктора.

К одной из технологических причин, определяющих необходимость спуска технической колонны, относится строительство скважин с большим отходом от вертикали. В данном случае спуск этой колонны обоснован необходимостью сократить протяженность открытого ствола с целью предотвращения возможных осложнений и аварий в процессе бурения и спуска последующей колонны. Также техническая колонна может быть спущена в случае получения аварии и невозможности её ликвидации для продолжения дальнейшего бурения до проектной глубины.

В случае необходимости допускается спуск нескольких технических колонн.

Потайной называется обсадная колонна, не доходящая до устья скважины. На сегодняшний день наблюдается тенденция на спуск потайных колонн взамен сплошных технических и эксплуатационных, что обеспечивает следующие преимущества:

- снижение металлоёмкости конструкции скважин (отношение суммарной массы всех обсадных колонн к глубине скважины по стволу);
- сокращение времени на спуск обсадной колонны;
- снижение количества материалов для крепления обсадной колонны.

Однако масштабное применение потайных колонн сдерживается следующими факторами:

- риск преждевременного срабатывания подвесного или якорного узла в процессе спуска обсадной колонны;
- риск нарушения герметичности подвесного узла на этапе освоения или эксплуатации скважины;
- аварии, связанные с невозможностью отсоединения транспортировочной колонны.

Хвостовик – потайная обсадная колонна, спущенная с перекрытием башмака предыдущей колонны на 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин (п. 300 ПБНПП) [14].

Хвостовик заменяет либо часть эксплуатационной колонны (самый распространенный случай), либо промежуточную (используется реже).

Основными преимуществами заканчивания скважин с применением хвостовиков являются:

- снижение металлоёмкости конструкции скважины;
- уменьшение длины предыдущей обсадной колонны;
- снижение объема промывочных и тампонажных жидкостей ввиду уменьшения диаметров;
- меньшая протяженность открытого ствола и, как следствие, облегчение спуска обсадной колонны до проектной глубины, а также уменьшение риска прихвата бурильной колонны;
- снижение объема отходов бурения.

К числу недостатков применения хвостовика можно отнести:

- снижение коммерческой скорости бурения ввиду увеличения количества рейсов, осуществления спуска дополнительной колонны, ожидания ОЗЦ (при цементируемом хвостовике);
- необходимость применения дополнительного комплекта бурового инструмента и элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) меньшего диаметра для бурения секции под хвостовик;
- риск получения аварии с элементом подвески хвостовика.

Применение хвостовиков является наиболее распространенным методом оптимизации многоколонных конструкций, которые используются при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях, в том числе на скважинах с высоким пластовым давлением и температурой. Помимо того, что при строительстве скважин на таких месторождениях предъявляются повышенные требования на каждом из этапов, важно отметить, что конструкция скважины в данных условиях может содержать в своём составе шесть и более обсадных колонн. По причине воздействия высоких наружных и внутренних избыточных давлений, а также растягивающих нагрузок применяются обсадные трубы с большей толщиной стенки и повышенной группой прочности, что приводит к значительному увеличению металлоёмкости конструкции скважины.

В работе [15] рассматривается одно из возможных решений проблемы высокой металлоёмкости конструкции скважины на примере Восточно-Уренгойского месторождения, конструкция которой представлена в табл. 1. Основными геологическими критериями выбора конструкции скважины на данном месторождении является наличие в разрезе продуктивных нефтяных и газовых пластов с аномально высоким давлением, интервалов, несовместимых по условиям бурения, а также наличие многолетнемерзлых пород.

Перегруженность конструкции скважины, вызванная сложными горно-геологическими условиями, приводит к высокой суммарной массе всех обсадных колонн – 665,1 т, и, как следствие, к высокой металлоёмкости скважины – 162,2 кг/м.

С целью снижения металлоёмкости конструкции скважины авторами рассмотрена возможность замены сплошной обсадной колонны диаметром 177,8 мм на потайную с перекрытием предыдущей обсадной колонны на 250 м.

Таблица 1. Конструкция разведочной скважины Восточно-Уренгойского месторождения

Table 1. Casing design of the exploration well of the Vostochno-Urengoyskoe field

Название колонны Casing string	Интервал спуска, м Interval, m		Длина секции, м Section length, m	Масса, т Weight, t	Диаметр, мм Diameter, mm	Группа прочности Strength group	Толщина стенки, мм Wall thickness, mm
	от/from	до/to					
Направление Conductor	0	70	70	9,7	508,0	Д	11,1
Кондуктор Surface casing	0	700	700	74,3	426,0	Д	10,0
1-я техническая 1 st intermediate casing	0	2230	2230	192,1	323,9	М	11,0
2-я техническая 2 nd intermediate casing	0	3570	3570	211,7	244,5	Р	10,0
Эксплуатационная Production casing	0	700	700	167,5	177,8	Р	11,5
	700	3810	3110	134,2	177,8	М	10,4
Хвостовик Liner	3735	4101	366	9,8	127,0	Е	9,2

Несмотря на незначительное увеличение прочностных характеристик обсадной трубы 244,5 мм (за счет увеличения группы прочности и толщины стенки), происходит значительное снижение суммарной массы обсадных колонн на 116,1 т, и, как следствие, уменьшается металлоёмкость конструкции скважины на 28,3 кг/м. Также важно отметить снижение затрат на тампонажный цемент для крепления обсадной колонны 177,8 мм на 5 т.

По результатам расчета, выполненного в программном комплексе Frost 3D, были получены коэффициенты теплопередачи для применяемой конструкции – 0,867 Вт/м²К, а для оптимизированной – 0,620 Вт/м²К. Полученные результаты свидетельствуют о том, что оптимизированная конструкция обладает меньшим тепловым воздействием на мерзлые грунты. Также был выполнен расчет радиусов растепления скважины, которые за 25 лет составили 17,8 и 16,3 м для конструкции со сплошной обсадной колонной 177,8 мм и для конструкции с потайной колонной соответственно.

В работе [16] рассматривается конструкция параметрической скважины № 1 Предречицкой площади, в разрезе которой представлены интервалы осыпей и обвалов, поглощений бурового раствора, интервалы залегания солевых отложений, интервалы, несовместимые по условиям бурения. Конструкция скважины включает в себя шесть обсадных колонн, в составе которых применяются обсадные трубы с высокой группой прочности и большой толщиной стенки. Для снижения металлоёмкости конструкции параметрической скважины была применена следующая конструкция – кондуктор 508,0 мм, 1-я техническая колонна 406,4 мм, 1-й хвостовик 323,9 мм, 2-я техническая колонна 244,5 мм, 2-й хвостовик 168,3 мм. Это позволяет значительно снизить металлоёмкость конструкции скважины за счет применения потайных колонн диаметром 323,9 и 168,3 мм.

В работе [17] представлены решения по строительству сверхглубокой скважины Wutan 1 в Сычуаньском тектоническом бассейне (Китай), конструкция которой представлена на рис. 5. Проектная глубина скважины по вертикали – 7500 м, при забойной температуре 175 °С и давлении 140 МПа. Применение такой кон-

струкции скважины вызвано наличием в разрезе интервалов, несовместимых по условиям бурения, интервалов с текучими солевыми отложениями, поглощениями бурового раствора и обрушения ствола скважины.

Основываясь на анализе представленных выше оптимизационных решений с применением потайных колонн, можно сделать вывод о том, что одним из востребованных решений по снижению материальных затрат на строительство разведочных, параметрических и поисковых скважин в сложных горно-геологических условиях является замена сплошной обсадной колонны на потайную. Именно поэтому вопрос оптимизации конструкции скважин в условиях высокого давления и температуры является актуальным на сегодняшний день.

Применение нескольких потайных колонн может быть вызвано не только геологическими условиями, но и технологическими. Так, в рамках реализации проекта Сахалин-1 недропользователь также сталкивается с проблемой высокой металлоёмкости скважины [18]. Если применение «нагруженной» конструкции при строительстве рассмотренных выше скважин обусловлено сложными горно-геологическими условиями, то применение технических колонн при строительстве скважин проекта Сахалин-1 обусловлено высокой протяженностью скважины по стволу.

Типовая конструкция скважины данного проекта включает в себя направление 710 мм, кондуктор 508 мм, техническую колонну 339,7 мм, эксплуатационную потайную колонна 244,5 мм и хвостовик 168,3 мм.

При строительстве скважин на шельфе с большим отходом от вертикали особенно важно осуществлять поэтапное перекрытие интервалов открытого ствола для спуска колонны до проектной глубины. При значительной глубине скважины спуск сплошной колонны нецелесообразен. Оптимальным решением является последовательный спуск потайных колонн с требуемым перекрытием предыдущей колонны в соответствии с ПБНПП.

Профильным перекрывателем является обсадная труба, спущенная для локального перекрытия определенного интервала, не имеющая связи с предыдущими обсадными колоннами, которая представлена расширяемой профильной трубой.

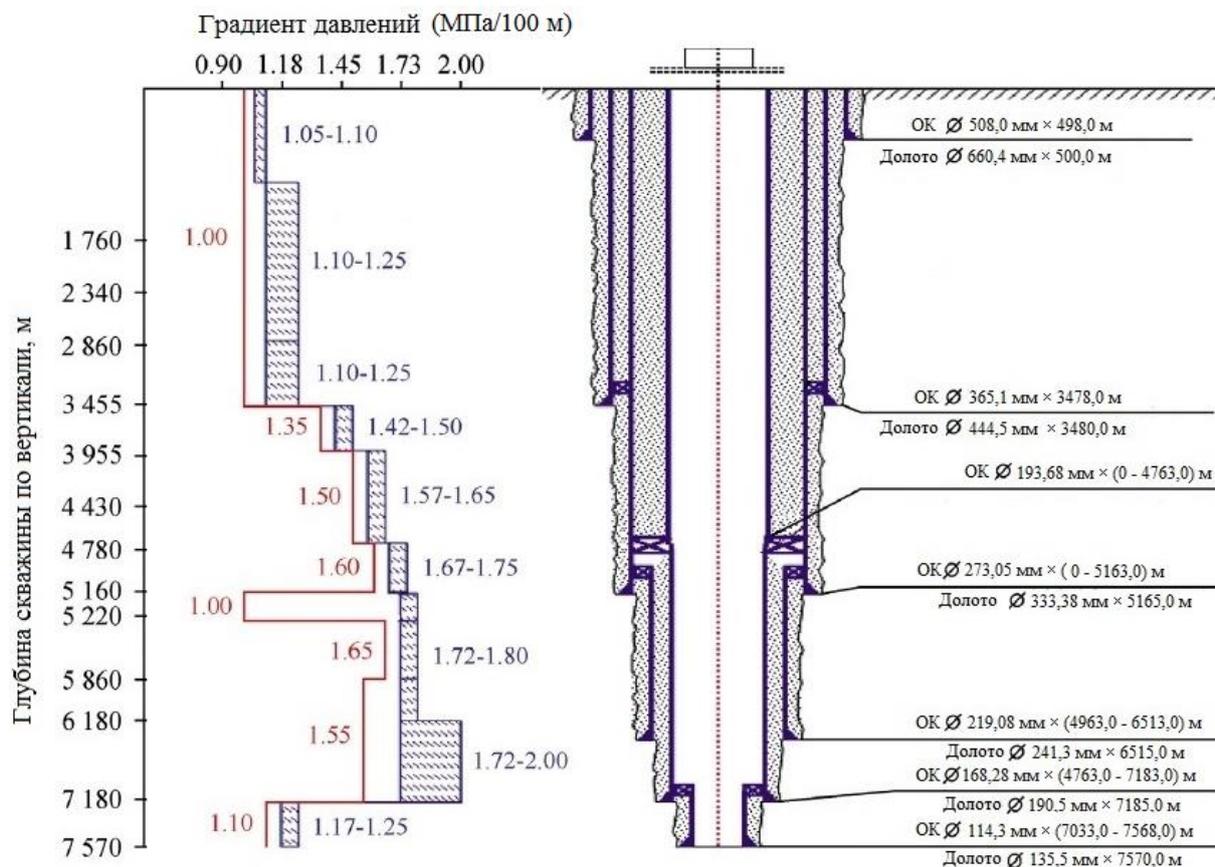


Рис. 5. Совмещенный график давлений и конструкция скважины Wutan 1

Fig. 5. Pressure plot and casing design of Wutan 1 well

Профильные перекрыватели служат для:

- локального перекрытия зон осложнений, в частности катастрофических поглощений, при их небольшой протяженности;
- разобщения водоносных пластов от продуктивных до спуска эксплуатационных колонн;
- проведение ремонтно-изоляционных работ в действующих скважинах.

В общем случае под расширяемыми трубами понимают трубные изделия, имеющие в транспортном

положении определенный профиль (рис. 6), с уменьшенным наружным диаметром [19]. После спуска происходит двухступенчатое расширение данных обсадных труб. На первом этапе расширение происходит за счет повышения давления внутри труб. Вторым этапом является проработка интервала установки расширяемых труб развальцевателем, после чего труба принимает цилиндрический профиль, плотно прижимается к стенкам скважины, и ствол готов к дальнейшему продолжению бурения интервала.

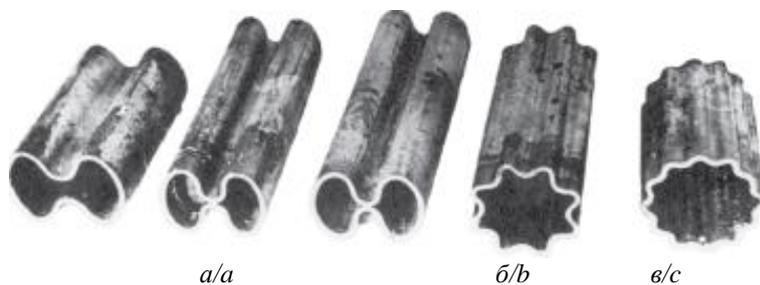


Рис. 6. Профили расширяемых обсадных труб: а) двухканальный; б) восьмиконечный; в) двенадцатиконечный

Fig. 6. Profiles of expandable casings: a) two channel; b) eight-pointed; c) twelve-pointed

Основным недостатком таких труб является низкое сопротивление наружным избыточным давлениям, давление смятия для таких труб составляет не более 5–6 МПа, что ограничивает их применение в скважинах с большой глубиной по вертикали, а также в условиях аномально высоких пластовых давлений.

Одним из перспективных направлений развития технологии строительства скважин является совершенствование конструкции и прочностных характеристик расширяемых обсадных труб.

Возможная конструкция расширяемых труб рассмотрена в работе [20]. Данная конструкция включает

в себя как минимум две разрезные трубы, наружную и внутреннюю соответственно (рис. 7). Трубы в транспортном положении расположены разрезами друг напротив друга с целью обеспечения изоляции заколонного пространства после перехода в рабочее положение. В транспортном положении трубы сжаты, что позволяет осуществлять их спуск в скважину. Очевидно, что переход в рабочее положение предполагается осуществлять путём нагнетания избыточного давления.

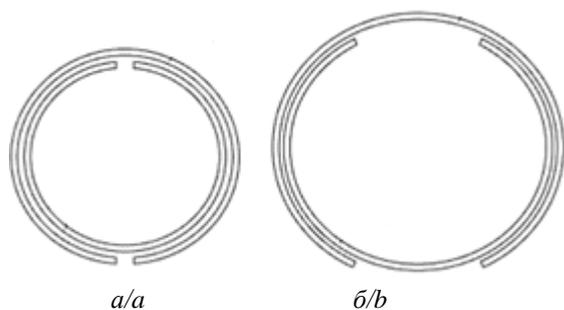


Рис. 7. Конструкция расширяемой обсадной трубы: а) транспортное положение; б) рабочее положение

Fig. 7. Design of expandable casings: a) run-in position; b) on position

Трубы в конструкции, представленной на рис. 8, не защищены от смещения относительно друг друга, что может вызвать в процессе спуска в скважину как поворот в горизонтальной плоскости, так и разделение по вертикальной оси.

Конструкция, представленная на рис. 8, имеет одну (рис. 8, а) или две (рис. 8, б) точки фиксации, что защищает разрезные сжатые трубы от смещения относительно друг друга, но в то же время сохраняется их функциональное назначение.

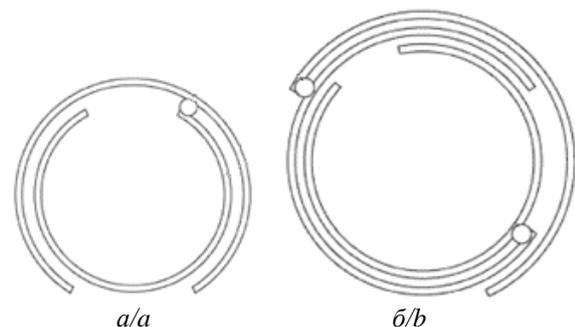


Рис. 8. Конструкция закрепленных расширяемых труб: а) с одной точкой крепления; б) с двумя точками крепления

Fig. 8. Design of fixed expandable casings: a) with one connection point; b) with two connection points

Изучив патентную информацию, можно выделить следующие недостатки данной технологии, находящей на стадии технического концепта:

- сварное соединение представленных труб обладает низкой прочностью и герметичностью, а также вызывает значительные затраты времени на сбор-

ку колонны обсадных труб и приводит к возникновению пожароопасной ситуации над устьем скважины;

- наличие немонолитной конструкции обсадной колонны вызывает риск отделения сегментов обсадной трубы при спуске в скважину и заклинку обсадной колонны, по аналогии с пружинными центраторами;
- ввиду того, что конструкция не обладает должной жесткостью, присутствует риск возникновения синусоидального баклинга при спуске обсадной колонны в наклонные и горизонтальные скважины.

Летучкой называют цементируемую потайную колонну, которая не имеет связи с предыдущей обсадной колонной. После установки летучки бурение следующего интервала осуществляется долотом меньшего диаметра, что является одной из основных причин неэффективности применения данного вида обсадных колонн.

Под *эксплуатационной колонной* понимают колонну обсадных труб, которая выходит на устье, предназначенную для разобщения флюидосодержащих горизонтов и обеспечения гидравлической связи системы «продуктивный пласт – устье» в процессе извлечения нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа.

Трубы эксплуатационной колонны должны выдерживать возникающие нагрузки в процессе строительства, эксплуатации и ремонта скважины, быть коррозионностойкими, обеспечивать герметичность резьбовых соединений и возможность прохождения эксплуатационного и ремонтного оборудования.

Выбор прочностных характеристик эксплуатационной колонны в интервалах залегания ММП осуществляется для случая обратного промерзания остаточной жидкости в межколонном пространстве и выполнения условия разрушения обсадных труб предшествующих эксплуатационной колонне в сторону многолетнемерзлых пород. Рекомендуется спускать трубы с расчетными характеристиками для зоны мерзлых пород на 50 м ниже глубины их залегания.

Минимально необходимая величина *интервала цементирования* регламентируется требованиями ПБНГП, а также требованиями локальных руководящих документов.

Помимо профильных перекрывателей в числе *нецементируемых* обсадных колонн на сегодняшний день можно выделить хвостовики, спускаемые в продуктивный пласт. Данное решение применяется при заканчивании скважин с продуктивным пластом, представленным слабопроницаемым коллектором с целью предотвращения загрязнения продуктивного пласта тампонажным раствором. Также нецементируемыми являются обсадные колонны направления, установка которых осуществляется способом заливания (забивания) в грунт.

В полностью зацементированных обсадных колоннах цемент может подниматься до устья и до подвески обсадной колонны. Достоинствами данного способа является его простота контроля высоты подъема тампонажного раствора, минимальное количество за-

качиваемых жидкостей, наибольшая надежность с целью предотвращения межколонных давлений. К числу недостатков относятся большие затраты материалов для приготовления тампонажных растворов, потребность в большем количестве цементировочной техники, повышенные давления на насосе в процессе закачивания тампонажных растворов, а также увеличение вероятности гидравлического разрыва пласта и поглощений тампонажного раствора. Обсадные колонны направления и кондуктора цементируются всегда до устья.

Частично цементируемые обсадные колонны можно разделить на цементируемые с перекрытием башмака предыдущей обсадной колонны на определенную величину и манжетно-цементируемые обсадные колонны.

Под способом цементирования с *перекрытием* понимается такой способ цементирования скважин, при котором тампонажный раствор перекрывает башмак предыдущей обсадной колонны на определенную величину. Минимальная величина перекрытия башмака предыдущей колонны регламентируется требованиями ПБНГП [14], но в некоторых случаях величина перекрытия устанавливается больше для повышения качества строительства скважины (предупреждение межпластовых перетоков и межколонных давлений). Чаще всего технические и эксплуатационные колонны добывающих скважин в нормальных геологических условиях цементируются с минимально необходимым перекрытием, а в разведочных скважинах – на всю длину.

Манжетное цементование применяется для крепления обсадных колонн выше продуктивного горизонта (чаще при креплении хвостовиков). Для его реализации необходима установка технологической оснастки над кровлей продуктивного пласта. В случае с хвостовиком высота подъема ограничивается высотой установки подвески потайной колонны. Также манжетным способом цементируются верхние секции комбинированных эксплуатационных колонн, спускаемых в горизонтальный ствол.

По наличию связи с устьем выделяют два вида конструкций обсадных колонн – *сплошная* и *потайная*.

Сплошная обсадная колонна доходит до устья, является простой, повышает надежность конструкции скважины, обеспечивает минимизацию межпластовых перетоков и межпластовых давлений, снижает риск коррозии верхней части обсадных колонн. В то же время сплошная обсадная колонна приводит к значительному росту металлоёмкости скважины, особенно при многоколонной конструкции скважины.

Можно выделить следующие обсадные колонны, которые в обязательном порядке имеют выход на устье:

- **Направление.** Ввиду того, что данная обсадная колонна является самой первой и имеет небольшую протяженность, спуск направления не до устья нецелесообразен.
- **Кондуктор.** Спускается и цементируется до устья в соответствии с требованиями ПБНГП для обеспечения возможности монтажа устьевого оборудо-

ования и создания закрытого циркуляционного контура с возможностью его герметизации.

- **Эксплуатационная колонна.** Необходимость спуска эксплуатационной колонны до устья обусловлена её предназначением – «создание гидравлической связи «продуктивный пласт – устье».

Намеченные тенденции на повышение экономичности и технологичности процессов в нефтегазовой отрасли спровоцировали развитие применяемых материалов обсадных труб.

По материалу труб обсадные колонны классифицируются:

- на стальные;
- полимерные;
- стеклопластиковые;
- комбинированные.

Стальные трубы являются самым распространенным вариантом обсадных труб при строительстве нефтяных и газовых скважин. Существует широкий сортаментный ряд обсадных труб, выпускаемых как по ГОСТ, так и по ТУ заводов-изготовителей. Высокая прочность и доступность технологий изготовления являются преимуществом применения данных труб. В числе основных недостатков данного материала труб можно выделить низкую коррозионную стойкость и высокий вес погонного метра.

Полимерные обсадные трубы являются самым перспективным из альтернативных материалов с низкой стоимостью производства и повышенным сроком эксплуатации. На сегодняшний день полимерные обсадные трубы широко применяются при строительстве водозаборных скважин с небольшой глубиной.

Основным направлением для совершенствования полимерных обсадных труб является повышение их прочностных характеристик. Так, научный коллектив из «РН-ЦИР» разработал обсадные трубы из сверхпрочного полимера – полидициклопентадиена [21].

Инновационный материал не деформируется и отличается повышенной стойкостью к механическим воздействиям и агрессивным средам (кислотам, щелочам и углеводородам) в интервале температур от минус 60 до плюс 185 °С. Обсадные трубы, изготовленные из полидициклопентадиена, сверхлёгкие, экологичные, не подвергаются коррозии.

Применение *стеклопластиковых обсадных труб* позволяет исключить ремонтно-восстановительные работы на скважинах с высокой коррозионной агрессивностью флюидов. Кроме того, они обладают меньшим (до 4-х раз) весом по сравнению со стальными трубами. В работе [22] на основании опытно-промышленных испытаний выявлено, что требуется увеличение прочности резьбового соединения стеклопластиковых обсадных труб.

Под *комбинированными обсадными трубами* понимаются обсадные трубы, изготовленные из нескольких материалов. Примером таких обсадных труб является термокейс, который изготавливается из металла и пенополиуретанового теплоизолятора.

По наличию и типу соединения обсадных труб выделяют трубы с резьбовым, фланцевым, сварным соединением, а также цельные обсадные трубы.

Резьбовое соединение обсадных труб наиболее распространено при креплении нефтяных и газовых скважин. Лидерами применения являются трубы ОТТМ, ОТТГ, Баттрес (ВС) с треугольным профилем резьбы. Данные соединения муфтовые и могут производиться как со стандартным размером муфт, так и с уменьшенным. В числе преимуществ обсадных труб с уменьшенным диаметром муфт выделяют увеличение кольцевого зазора при спуске, а также возможность использовать долота меньшего диаметра. Применение уменьшенных муфт актуально в конструкциях скважин с большим числом обсадных колонн и со сложным профилем скважины.

Безмуфтовые обсадные трубы позволяют значительно снизить кольцевые зазоры при спуске между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины, наиболее часто применяются при капитальном ремонте скважин, когда возникает необходимость спуска дополнительной колонны. Выделяют два типа безмуфтовых обсадных труб – с высадкой, имеющие утолщения в месте соединения обсадных труб (ТБО-4, ТБО-5), и гладкие, имеющие постоянный наружный диаметр по всему телу трубы (ОГ-1м).

Помимо вышеперечисленных, заводами-изготовителями выпускаются обсадные трубы с премиальными резьбами, обладающие повышенной прочностью и герметичностью, предназначенные для бурения на обсадной колонне или при спуске обсадной колонны с вращением.

Сварное соединение применяется на секциях обсадных труб большого диаметра (>530 мм) при отсутствии риска возникновения взрывоопасной смеси на устье скважины. Данное соединение обладает низкой герметичностью, также требуются значительные временные затраты на осуществление сварки обсадных труб между собой. Но, несмотря на это, соединение обсадных труб сваркой не требует применения специального инструмента (ключей), а также нарезки резьбы.

Одним из перспективных направлений развития сварных соединений обсадных труб является применение лазерной сварки металла, которая позволяет достичь высокой прочности соединения, а также обладает высокой скоростью сварки в сравнении с электродуговой [23].

Трубы с *фланцевым соединением* в основном применяются для нагнетательных и выкидных линий в составе буровой установки, т. к. требуют значительных временных затрат на соединение. Фланцевым соединением снабжается термокейс ввиду повышенных нагрузок при свинчивании секций, что значительно упрощает его конструкцию.

Цельная обсадная труба на сегодняшний день не применяется для крепления скважин, но представляет собой перспективную область для научных исследований.

В процессе спуска обсадных колонн большое количество времени тратится на свинчивание резьбовых соединений, кроме того в процессе эксплуатации есть риск нарушения герметичности резьбового соединения. Также при спуске обсадных колонн большого

диаметра (от 244,5 мм) на глубину свыше 2000 м происходит значительное увеличение нагрузки на кроек буровой установки.

На сегодняшний день с развитием и становлением технологии ремонта скважин с применением гибких труб («колтюбинг») возникает актуальность разработки технологии «гибких обсадных труб». Так, существующие на сегодняшний день технологии позволяют осуществлять спуск в скважину гибких труб диаметром от 19 до 114 мм [24].

Способ крепления скважины цельной обсадной колонной рассматривается в международном патенте [25].

Технология спуска цельной обсадной колонны, выполненной из композитных материалов, заключается в следующем.

На территории кустовой площадки перед спуском обсадной колонны в скважину происходит её отливка и укладка в горизонтальной плоскости по направлению к скважине, после чего осуществляется её спуск в скважину.

На рис. 9 представлена технология спуска цельной обсадной колонны в скважину. Колонна подаётся в скважину – 1 через мобильную вышку – 3 и роликовые направляющие – 4, опирающиеся на буровую установку – 5. Таким образом, для спуска обсадной колонны её забойный конец поднимается с земли, продевается через ролики мобильной вышки и буровой установки и после подается в скважину – 1. Мобильная вышка – 3 устроена так, чтобы иметь высоту, которая больше максимального радиуса изгиба обсадной колонны, чтобы гарантировать, что обсадная колонна не повредится во время её спуска в скважину.

Одним из преимуществ данной конструкции является возможность установки различных забойных датчиков (расхода, давления, температуры) в башмаке колонны для проведения постоянного контроля и замера забойных данных в процессе эксплуатации скважины. Передача данных будет осуществляться через силовую кабель, который закреплен внутри стенки монолитной обсадной колонны. Это позволит исключить спуск геофизических приборов на забой скважины в процессе её эксплуатации.

Для обеспечения центрирования обсадной колонны в скважине на её наружную поверхность могут быть нанесены центрирующие ребра. Ребра могут быть выполнены как прямыми, так и спиральными. Применение центрирующих ребер позволит исключить время на сборку и установку центраторов на обсадные трубы, а также минимизировать риск разрушения центраторов в скважине и заклинки обсадной колонны.

Развитие данной технологии в РФ сдерживается следующим:

- необходимо применение дорогостоящего оборудования для изготовления обсадной колонны на территории кустовой площадки;
- с целью обеспечения возможности расположения дополнительного оборудования, а также цельной обсадной трубы на территории кустовой площадки потребуется значительное увеличение её пло-

- щади, что в конечном итоге приведет к росту капитальных затрат на обустройство месторождений;
- в работе [25] отсутствует информация о прочностных характеристиках данной обсадной колонны, но, исходя из опыта применения полимер-

ных обсадных труб, которые обладают низкими прочностными характеристиками, можно сделать вывод о том, что непрерывная обсадная труба из композитных материалов также будет обладать низкой прочностью.

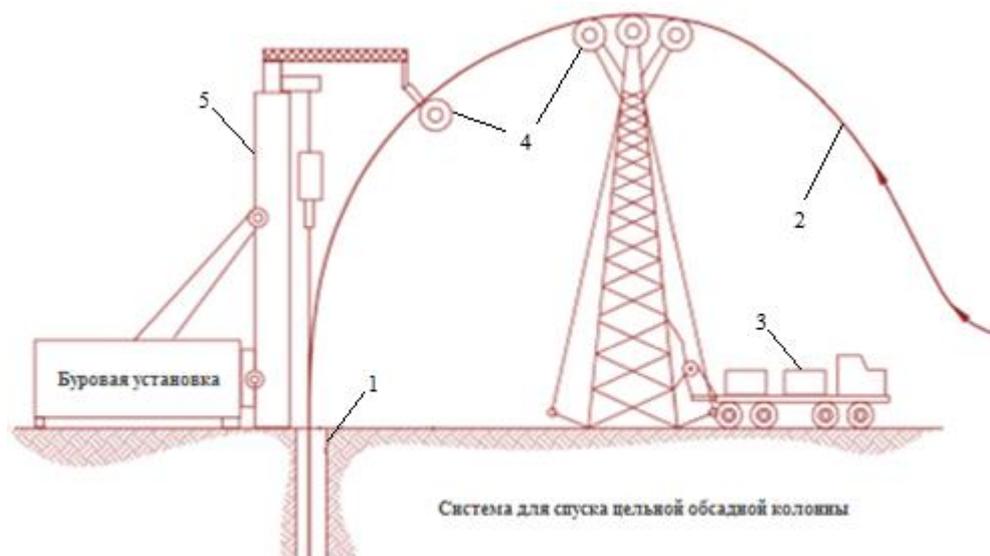


Рис. 9. Технология спуска непрерывной обсадной колонны: 1 – скважина; 2 – цельная обсадная колонна; 3 – мобильная вышка с роликовыми направляющими; 4 – роликовые направляющие; 5 – буровая установка

Fig. 9. Continuous casing descent technology: 1 – well; 2 – continuous casing; 3 – transportable derrick with roller guide; 4 – roller guide; 5 – drilling rig

Исходя из представленных выше недостатков, можно сделать вывод о том, что цельная обсадная труба на данный момент находится лишь на стадии научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, но представляет собой перспективное направление для дальнейшего изучения и проработки.

По возможности расширения выделяют *нерасширяемые* и *расширяемые* трубы. Под *нерасширяемыми* трубами понимаются такие обсадные трубы, которые сохраняют свои геометрические характеристики в процессе спуска и крепления.

Расширяемыми называются трубы, способные изменять свой наружный диаметр при оказании на них механического (протаскивание расширителя) или гидравлического (раздувание профильной трубы) воздействия. Наиболее распространены два вида расширяемых труб – профилированные трубы для потайных колонн (технология монодиаметра) и расширяемых фильтров.

Расширяемые фильтры предназначены для борьбы с пескопроявлением путем укрепления стенок скважины. Раздвижной песочный фильтр состоит из стальной трубы с прорезями, вокруг которой устанавливаются перекрывающие друг друга слои фильтрующих мембран. Фильтрующие слои накладываются друг на друга по всей длине основной трубы и могут скользить при увеличении окружности в процессе расширения, но в то же время не пропускать песок [26–28].

По наличию технологических отверстий в трубах выделяют следующие виды обсадных колонн:

- обсадные колонны *без технологических отверстий* в трубах делятся на глухие (создание отверстий не предусмотрено) и трубы, создание технологических отверстий в которых предусмотрено на этапе освоения скважины методом перфорации (расположены в интервале продуктивного пласта);
- обсадные колонны *с технологическими отверстиями* в трубах в общем случае делятся на трубы с круглыми и щелевыми отверстиями, которые имеют незначительный диаметр для предотвращения поступления механических примесей в ствол скважины в процессе её эксплуатации;
- *комбинированные* обсадные колонны являются наиболее распространенными на сегодняшний день при спуске хвостовиков в ствол скважины. В состав данной колонны входят глухие трубы и фильтры. Это обеспечивает снижение затрат на спуск хвостовика в связи с тем, что в слабопроницаемые интервалы и интервал предыдущей обсадной колонны спускают глухие трубы.

По числу секций обсадных колонн выделяют *односекционные* и *комбинированные*.

Односекционные (равнопроходные) обсадные колонны представлены трубами одного наружного диаметра, с одинаковой толщиной стенки, группой прочности и типом резьбового соединения. Зачастую данный вариант является очень материалоемким, например, в случае наличия АВПД в нижней части разреза или ММП в верхней.

Под обсадной колонной, спущенной по технологии монодиаметра [29, 30], понимается набор посек-

ционно спущенных расширяемых обсадных труб, которые в результате образуют обсаженный ствол скважины одного внутреннего диаметра.

В случае строительства скважин по стандартной технологии процесс строительства включает в себя следующие основные этапы – бурение интервала под обсадную колонну, спуск обсадной колонны, цементирование. Количество таких циклов может быть от 3 до 8, исходя из количества обсадных колонн в конструкции скважины (рис. 10, а).

В случае строительства скважин по технологии монодиаметра процесс строительства скважины включает в себя следующие этапы – бурение интервала под первую обсадную колонну (направление), спуск и её цементирование. Далее осуществляется бурение интервала долотом меньшим диаметром и спуск расширяемой обсадной колонны (рис. 10, б), её цементирование и дальнейшее расширение. После операции по расширению обсадной колонны бурение под следующую секцию продолжается долотом такого же диаметра.

В результате скважина представляет собой набор поочередно спущенных расширяемых обсадных колонн одного диаметра.

К преимуществам данной технологии можно отнести:

- значительное снижение металлоёмкости конструкции скважины;
- обсаживание небольших по протяженности интервалов, благодаря чему дальнейшее бурение осуществляется без осложнений, связанных с длительным воздействием бурового раствора на открытый ствол скважины;
- снижение сил трения при спуске обсадной колонны и, как следствие, минимизация риска недопуска обсадной колонны в протяженный ствол скважины;
- снижение количества выбуренной горной породы, что в конечном итоге приводит к уменьшению отходов бурения, что очень важно при строительстве скважин на море и в условиях с повышенными экологическими требованиями.

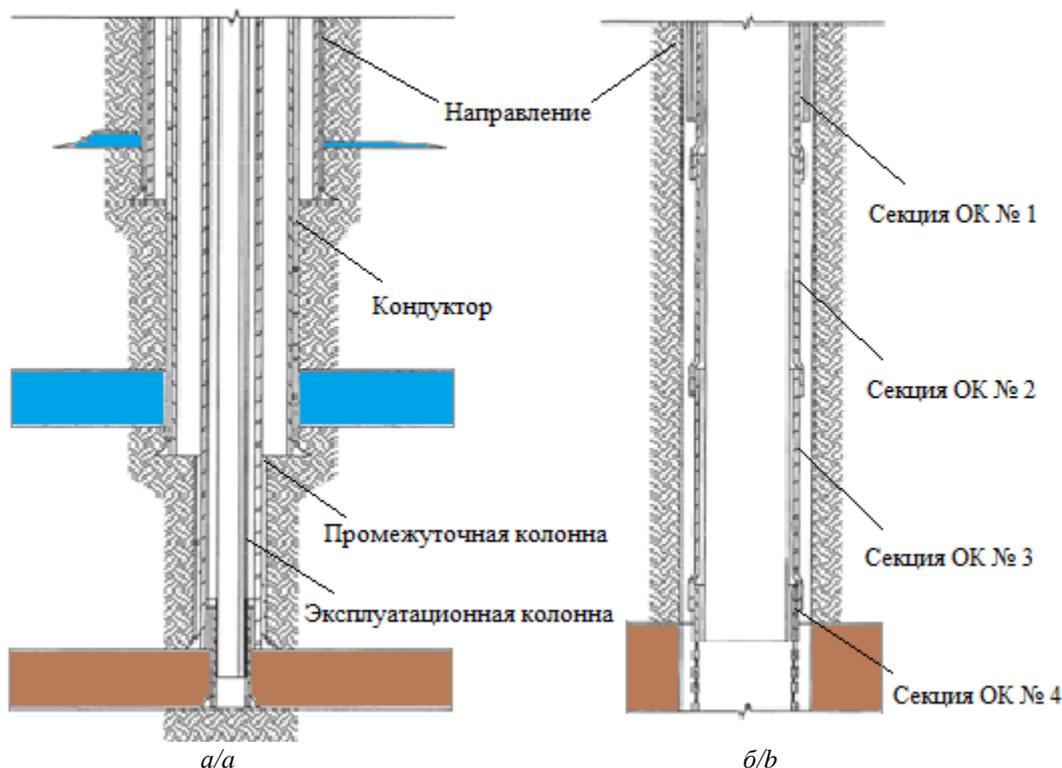


Рис. 10. Схема конструкции скважины: а) стандартная; б) с монодиаметром
Fig. 10. Well casing design scheme: a) standard; b) monodiameter

Одним из сдерживающих развитие технологии монодиаметра факторов является то, что расширяемые обсадные трубы имеют низкие прочностные характеристики и, как следствие, не способны выдерживать высокие нагрузки в скважине. Также недостатком технологии является низкая степень защищенности верхней части конструкции скважины от межпластовых перетоков и коррозии обсадных труб.

Комбинированными называются обсадные колонны, у которых изменяется:

- тип трубы;
- наружный диаметр;
- внутренний диаметр;
- группа прочности (для стальных труб).

Примером комбинированной обсадной колонны, у которой *изменяется тип трубы*, является кондуктор, в верхней части которого установлен термокейс [31]. В предлагаемой технологии осуществляется бурение интервала под кондуктор долотом 393,7 мм до проектной глубины. После осуществляется подъем ком-

поводки бурильной колонны на 50 м над забоем и производится расширение ствола скважины в интервале спуска теплоизолированных труб. По завершении операций по подготовке ствола скважины осуществляется спуск обсадной колонны 324 мм в интервале 50–460 м и термокейса 324×530 в интервале 0–50 м в составе кондуктора. Таким образом, удается достичь исключения операций, входящих в цикл строительства секции 660,4 мм (бурение, подъем и разборка КНБК, спуск и крепление термокейса), и снижения металлоёмкости конструкции скважины.

Обсадная колонна, у которой *изменяется внутренний диаметр*, составляется из обсадных труб с разной толщиной стенки.

Применение обсадных колонн с повышенной толщиной стенки в нижней части позволяет достичь снижения металлоёмкости конструкции скважины.

Применение обсадных колонн с повышенной толщиной стенки в верхней части позволяет:

- предотвратить смятие от воздействия внешнего давления;
- предотвратить разрыв от воздействия внутреннего давления;
- создать дополнительное усилие проталкивания при спуске обсадных колонн в скважины высокой протяженности.

Основными недостатками многосекционной обсадной колонны является необходимость предварительной раскладки обсадных труб на мостках в нужном порядке для последовательного спуска в скважину, а также наличие уступов внутри колонны, что усложняет проведение спускоподъемных операций с эксплуатационным и ремонтным оборудованием.

Наиболее часто обсадная колонна с изменяющимся наружным диаметром применяется для спуска эксплуатационной колонны в горизонтальный ствол скважины за одну операцию.

Специалистами ПАО «НК «Роснефть» используется технология строительства горизонтальных скважин по двухколонной конструкции на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [32]. На рис. 11 представлены схемы стандартной и оптимизированной двухколонной конструкции скважины. Типовая конструкция горизонтальной скважины на данных месторождениях включала в себя направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик. При строительстве скважин по двухколонной конструкции бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик осуществляется за одно долбление долотом диаметром 220,7 мм с последующим спуском комбинированной колонны 178/140 мм. Таким образом, из цикла строительства скважины исключаются следующие работы:

- шаблонировка с проработками ствола скважины после бурения секции под эксплуатационную колонну;
- спуск и цементирование обсадной колонны 177,8 мм;
- ОЗЦ обсадной колонны 177,8 мм;
- геофизические исследования;
- спускоподъемные операции для смены КНБК.

Необходимость спуска в горизонтальный ствол обсадных труб диаметром 140 мм обусловлена риском недоспуска обсадной колонны 178 мм. Благодаря меньшей жесткости обсадных труб 140 мм и увеличенному кольцевому зазору безаварийный спуск эксплуатационной колонны за одну операцию в протяженный горизонтальный ствол становится более вероятным. Кроме того, снижается металлоёмкость конструкции скважины, так как исключается необходимость перекрытия башмака эксплуатационной колонны хвостовиком, исключается необходимость применения подвесного устройства для хвостовика.

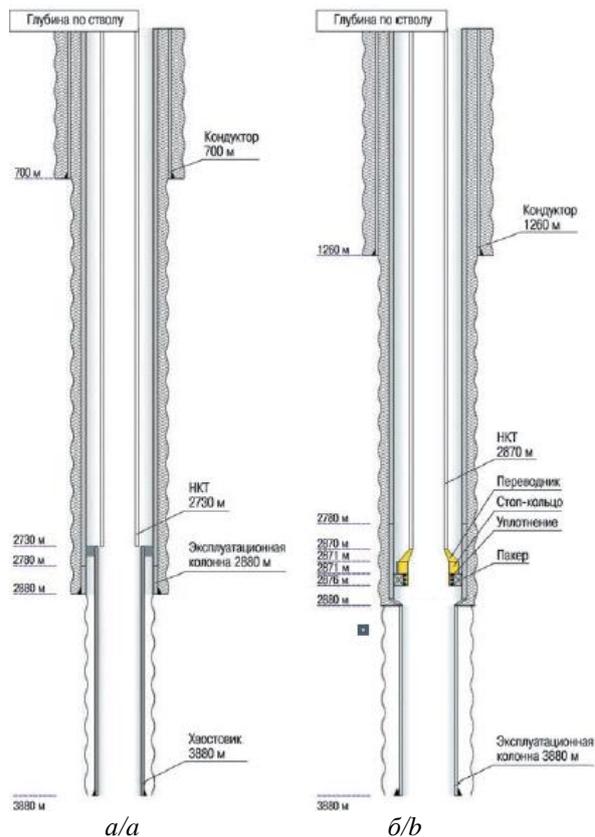


Рис. 11. Стандартная (а) и двухколонная (б) конструкции горизонтальных скважин

Fig. 11. Standard (a) and two-column (b) casing design of horizontal wells

Опыт строительства скважин по двухколонной конструкции имеется и на объектах общества «Газпромнефть» с комбинированной эксплуатационной колонной 178×140 мм [33].

Решение проблемы недоспуска хвостовиков в горизонтальный ствол рассмотрено в работах [34, 35] на примере скважины Чайядинского месторождения. Авторский коллектив предлагает спускать в горизонтальный ствол комбинированную колонну, состоящую из труб трех разных диаметров – 114, 127 и 146 мм (табл. 2).

В работе рассматривается методика расчета протяженности каждой секции, основанной на сохранении притока газа к скважине. Характерной особенностью работы горизонтального ствола является нали-

чие переменного по его длине притока газа из пласта. Накапливающийся по всей протяженности ствола в продуктивном пласте флюид приводит к возможности применять разные диаметры колонны: меньшие диаметры на конечном забое и ступенчатое их увеличение по мере накопления флюида.

Таблица 2. Конструкция телескопической эксплуатационной колонны

Table 2. Design of a telescopic production casing

Эксплуатационная колонна Production casing	Диаметр, мм Diameter, mm	Длина по стволу, м Casing length, m
Первый участок (от забоя скважины) First section (from the bottom)	114	1350
Второй участок Second section	127	250 (от 1300 до 1600) 250 (from 1300 to 1600)
Третий участок Third section	146	400 (от 1600 до 2000) 400 (from 1600 to 2000)

Предложенная конструкция скважины (табл. 2) обладает следующими преимуществами:

- снижение веса эксплуатационной колонны;
- уменьшение сил трения при спуске обсадной колонны в открытом стволе скважины;
- падение гидродинамических давлений на продуктивные пласты (эффект свабирования) при спуске обсадной колонны;
- снижение гидравлических потерь давления по горизонтальному стволу скважины;
- увеличение допустимой скорости спуска обсадной колонны;
- повышение вероятности спуска эксплуатационной колонны в горизонтальный ствол в силу увеличения кольцевых зазоров в нижних секциях и увеличения веса обсадной колонны в верхних секциях.

Заключение

Исходя из проведенного анализа конструкций скважин можно выделить следующие пути их совершенствования:

- снижение металлоёмкости конструкции скважины путём применения потайных колонн или труб из альтернативных материалов;
- уменьшение количества тампонажного раствора за счет сокращения интервалов цементирования, уменьшения зазоров между обсадной колонной и стенкой скважины, применения не цементруемых обсадных колонн;
- применение комбинированных колонн для увеличения вероятности их спуска до проектной глубины;
- уменьшение количества интервалов бурения за счет перекрытия локальных зон осложнений профильными перекрывателями и летучками, применения технологии бурения с регулируемым давлением;
- сокращение количества обсадных колонн в конструкции скважины.

Определены перспективные направления дальнейших исследований:

- разработка конструкций узлов герметичного сочленения стволов в многоствольных скважинах;
- поиск альтернативных термокейсу конструкций обсадных колонн;
- разработка высокоэффективных буровых растворов для уменьшения числа обсадных колонн, повышение эффективности технологии кольматации проницаемых пластов;
- создание альтернативных способов увеличения диаметра расширяемых труб;
- повышение прочностных характеристик расширяемых труб с целью реализации технологии строительства скважин с монодиаметром;
- совершенствование технологии лазерной сварки как способа соединения стальных обсадных труб;
- создание обсадных труб из альтернативных материалов, совершенствование технологии их соединения;
- разработка технологии крепления скважины цельной обсадной колонной.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ковалев А.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – 225 с.
2. MacKenzie A., Hogg C. Multilateral classification system with example applications // World Oil. – 1999. – № 1. – С. 55–61.
3. Method for isolating multilateral well completions while maintaining selective drainhole re-entry acces: Patent US005992524. Fil. 13.09.1997; Publ. 30.11.1999.
4. A fishtail well design for cyclic steam injection – a case study from Yarega heavy oil field in Russia / G.A. Abzaletdinov, T. Ajayi, Y.A. Elnoamany, S. Durkin, I. Gupta // Energy Science & Engineering. – 2019. – № 7. – С. 2437–2455.
5. Разработка мероприятий по сокращению сроков строительства скважин на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз» / А.С. Тихонов, Д.Н. Барышев, Р.П. Пономаренко, В.А. Волторнист // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 11. – С. 23–26.
6. Тихонов А.С. Анализ мероприятий по сокращению сроков строительства скважин на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Т. 2. – Томск, 2020. – С. 426–428.
7. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д.Л. Бакиров, М.М. Фаттахов, Э.В. Бабушкин, В.Н. Ковалев, А.М. Шурупов, В.В. Фатихов, О.Ф. Терегулов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – Т. 613. – № 1. – С. 55–59.
8. Gorelik J.B., Soklatov P.V. Instability of casing in permafrost production wells with a lateral support from thawing ice-rich soil // Kriosfera zemli. – 2019. – V. 4. – P. 84–92.
9. Термоизолирующие обсадные трубы // Сибпромкомплект. 2021. URL: <https://www.zaospk.ru/catalog/termoizoliruyushchee-napravlenie-obsadnoy-truby/termoizoliruyushchie-obsadnye-truby.html> (дата обращения 09.12.2021).
10. Designing thermal insulation for hot oil systems // AZOMaterials. 2021. URL: <https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=12488.html> (дата обращения 09.12.2021).
11. Insulated wellbore casing: Patent 4,693,313 USA. Fil. 26.06.1986; Publ. 15.09.1987.
12. Dual vacuum insulated tubing well design: Patent CA 2873170 A1. Fil. 02.12.2014; Publ. 03.06.2015.

13. Левинсон Л.М., Буй Ань Ту Особенности техники и технологии бурения скважин на месторождении «Белый тигр» (република Вьетнам) // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2018. – № 4. – С. 20–34.
14. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534.
15. Тихонов А.С., Ковалев А.В. Оптимизация конструкции скважины путем применения потайных колонн // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Т. 2. – Томск, 2020. – С. 429–431.
16. Крепление глубокой параметрической скважины № 1 Препре-чидкой площади в осложненных горно-геологических условиях / Д.В. Воробьев, Д.С. Гузов, С.А. Кравченко, Д.В. Порошин, А.М. Щелков, В.В. Бессель, А.Н. Пузырев, А.В. Дудка // Бурение и нефть. – 2016. – № 8. – С. 26–29.
17. Unconventional casing programs for subsalt ultra-deep wells with a complex pressure system: A case study on Well Wutan 1 in the Sichuan Basin / Z. Lingzhana, M. Yuncaib, L. Wenzhong, W. Haigea, G. Jianhuac, D. Chuanguangc, Z. Youchengc, H. Hongchuna, L. Jiec, Y. Hongc, C. Gangc // Natural gas industry. – 2019. – V. 6. – P. 95–101.
18. Проект «Сахалин-1» (Россия) // Современный коммерческий флот. 2021. URL: http://www.scf-group.com/fleet/business_score/projects/item419.html (дата обращения 09.12.2021).
19. Abdrakhmanov G.S. Well casing with expandable tubulars. – Moscow: OJSC VNIOENG, 2015. – 236 p.
20. Expandable tubulars for use in geologic structures: Patent US 8,800,650 B2. Fil. 12.03.2007; Publ. 20.09.2007.
21. «Роснефть» совершенствует технологии производства обсадных труб // РОСНЕФТЬ. 2021. URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/203233/> (дата обращения 09.12.2021).
22. Строительство и ремонт скважин ПАО «Татнефть» с применением обсадных колонн из стеклопластиковых обсадных труб / И.М. Зарипов, А.Р. Исхаков, А.М. Зарипов, К.А., Ратапов И.Х. Махмутов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М.; Обнинск: ВНИИОЭНГ, 2017. – С. 302–307.
23. Yapp D., Blackman S.A. Recent developments in high productivity pipeline welding // Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering. – 2004. – V. 16. – № 1. – P. 89–97.
24. Колтубинг: перспективные методы добычи тяжелой нефти // Инкаб. 2021. URL: <https://incabspecialty.ru/tech-hub/coltubing-nkt/> (дата обращения 09.12.2021).
25. Well casing and well casing system and method: WO 2017/015727 A1. Fil. 01.08.2016; Publ. 02.20.2017.
26. Новожилов А.Д. Сравнительный анализ между искусственным закреплением горных пород вяжущими и цементирующими веществами и фильтрами для предотвращения выноса песка в скважину // Инновационное развитие современной науки: проблемы и перспективы. – Нефтекамск: ООО «ЦДО», 2021. – С. 6–12.
27. Anchliya A., Trivedi B. Monodiameter drilling: review, case study, current status and challenges ahead // Canadian International Petroleum Conference. – Calgary, 2006. – P. 120–126.
28. Mono diameter expandable drilling liner applications in deepwater drilling / N. Kumar, R. Marker, R. Corneliusen, E.G. Kirkemo, E. Ronneberg // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. – New Orleans, 2010. – P. 57–61.
29. Аксенов Н.А., Тагиров Я.А., Лубягина Н.В. Анализ возможности использования расширяемых систем для создания конструкции скважин с обсадными трубами одного диаметра // Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых, посвященной 35-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске. – Нижневартовск, 2016. – С. 41–46.
30. Method and apparatus for a monodiameter wellbore, monodiameter casing, monobore, and/or monowell: Patent US 8,341,117 B2. Fil. 22.01.2007; Publ. 11.03.2008.
31. Колесник А.С., Бастриков С.Н. Оптимизация конструкции скважин на месторождениях крайнего севера // Интернаука. – 2021. – Т. 178. – № 2-2. – С. 13–15.
32. Двухколонная конструкция горизонтальных скважин / Р.Р. Гиниятуллин, В.В. Киреев, Р.Р. Галимуллин, Н.Г. Бравкова // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 34–39.
33. Колесник А.С. Двухколонные скважины «Новопортовского» // Студенческий вестник. – 2021. – Т. 147. – № 2–6. – С. 21–22.
34. Юдин А.В. Оптимизация конструкции телескопической эксплуатационной колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 11. – С. 27–29.
35. Панаев С.Ю. Сравнение режимов спуска одноразмерной и телескопической обсадной колонны // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12. – № 9. – С. 73–78.

Поступила 30.12.2021 г.

Информация об авторах

Тихонов А.С., аспирант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; инженер 1 категории отдела технологии проектирования строительства скважин АО «ТомскНИПИнефть».

Ковалев А.В., кандидат технических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.245

ANALYSIS OF OIL AND GAS WELL CASING DESIGNS IN ORDER TO IDENTIFY PROMISING AREAS FOR FURTHER RESEARCH

Aleksey S. Tikhonov^{1,2},
TikhonovAS@tomsknpi.ru

Artem V. Kovalev¹,
Kovalevav@tpu.ru

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

² JSC «TomskNIPIneft»,
72, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russia.

The relevance. Every year, the demand for increasing the pace of developing deposits located in complex subsurface conditions is becoming more and more urgent due to the depletion of soft hydrocarbon reserves. The construction and operation of wells in complex subsurface conditions are often accompanied by various complications and accidents, such as fluid kicks, blowouts, occurrence of intercasing pressures, leakage of the casing, thawing and collapse of permafrost in the borehole space of wells, etc. All this leads to a significant increasing of well construction costs, as well as to the increase in the costs of their maintenance and operation. When designing wells in fields with complex subsurface conditions, special attention is paid to the well casing design, due to the fact that in addition to ancillary financial costs, the wrong choice of well casing design can lead to loss of the well. An urgent issue is the choice of well casing design that allows achieving high economic performance in the absence of concomitant complications during the construction and operation of oil and gas wells in complex subsurface conditions.

The main aim: identify promising areas for improving oil and gas well casing designs and well casings.

Methods: evaluation and analysis of existing oil and gas well casing designs and well casings for the possibility of further optimization and applicability to the construction of wells in complex subsurface conditions.

Results. The authors have developed classifications of oil and gas well casing designs and well casings. The main classification features for the oil and gas well casing designs and well casings were highlighted. Promising areas of further research were identified.

Key words:

Well casing design, casing, casing pipes, complex subsurface conditions, liners, expandable casings, combined casing.

REFERENCES

- Kovalev A.V. *Zakanchivanie neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Completion of oil and gas wells]. Tomsk, TPU Publ. house, 2019. 225 p.
- MacKenzie A., Hogg C. Multilateral classification system with example applications. *World Oil*, 1999, vol. 1, pp. 55–61.
- Graham S.A. *Method for isolating multilateral well completions while maintaining selective drainhole re-entry access*. Patent US005992524 USA, 1999.
- Abzaletdinov G.A., Ajayi T., Elnoamany Y.A., Durkin S., Gupta I. A fishtail well design for cyclic steam injection – a case study from Yarega heavy oil field in Russia. *Energy Science & Engineering*, 2019, vol. 7, pp. 2437–2455.
- Tikhonov A.S., Baryshev D.N., Ponomarenko R.P., Voltornist V.A. Development of measures reducing the time of wells construction at LLC «RN-Yuganskneftegaz» facilities. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2019, no. 11, pp. 23–26. In Rus.
- Tikhonov A.S. Analiz meropriyatiy po sokrashcheniyu srokov stroitelstva skvazhin na obektakh OOO «RN-Yuganskneftegaz» [Development of measures reducing the time of wells construction at LLC «RN-Yuganskneftegaz» facilities]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* [Proc. of the 24th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted 75th anniversary of Victory in World war II]. Tomsk, 2020. Vol. 2, pp. 426–428.
- Bakirov D.L., Fattakhov M.M., Babushkin E.V., Kovalev V.N., Shurupov A.M., Fatikhov V.V., Teregulov O.F. Improvement of technologies for horizontal wells construction. *Oilfield engineering*, 2020, vol. 613, no. 1, pp. 55–59. In Rus.
- Gorelik J.B., Soklatov P.V. Instability of casing in permafrost production wells with a lateral support from thawing ice-rich soil. *Kriosfera zemli*, 2019, vol. 4, pp. 84–92.
- Termoizoliruyushchie obsadnye trubyy* [Thermally insulating casing pipes]. Available at: <https://www.zaospk.ru/catalog/termoizoliruyushchee-napravlenie-obsadnoy-truby/termoizoliruyushchie-obsadnye-truby.html> (accessed 9 December 2021).
- Designing thermal insulation for hot oil systems*. Available at: <https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=12488.html> (accessed 9 December 2021).
- Stephenson E.O., Howe R.C. *Insulated wellbore casing*. Patent 4,693,313 USA, 1987.
- Mills J.A., Redman R.S., Lee D.L. *Dual vacuum insulated tubing well design*. Patent CA 2873170 A1 Canada, 2015.
- Levinson L.M., Bui AnhTu Features of drilling technique and technology at oil field "White Tiger" (republic of Vietnam). *The electronic scientific journal Oil and Gas Business*, 2018, no. 4, pp. 20–34. In Rus.
- Federalnye normy i pravila v oblasti promyshlennoy bezopasnosti «Pravila bezopasnosti v nefyanyy i gazovoy promyshlennosti»* [Federal rules and regulations in the field of industrial safety «Oil and gas industry safety rules and regulations»]. Approved by the order of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision dated December 15, 2020 no. 534.
- Tikhonov A.S., Kovalev A.V. Optimizatsiya konstruktsii skvazhiny putem primeneniya potaynykh kolonn [Optimization of the well design by using liner's]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* [Proc. of the 24th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted 75th anniversary of Victory in World war II]. Tomsk, 2020. Vol. 2, pp. 429–431.
- Vorobeve D.V., Guzov D.S., Kravchenko S.A., Poroshin D.V., Shelkov A.M., Bessel V.V., Puzyrev A.N., Dudka A.V. Mount deep parametric well no. 1 from Predrechitskaya area in complicated mining and geological conditions. *Drilling and oil*, 2016, no. 8, pp. 26–29. In Rus.

17. Lingzhana Z., Yuncaib M., Wenzhongc L., Haigea W., Jianhuac G., Chuanguangc D., Youchengc Z., Hongchuna H., Jiec L., Hongc Y., Gangc C. Unconventional casing programs for subsalt ultra-deep wells with a complex pressure system: a case study on Well Wutan 1 in the Sichuan Basin. *Natural gas industry*, 2019, vol. 6, pp. 95–101.
18. *Proekt «Sahalin-1» (Rossiya)* [Sakhalin-1 Project (Russia)]. Available at: http://www.scf-group.com/fleet/business_scope/projects/item419.html (accessed 09 December 2021).
19. Abdrakhmanov G.S. *Well casing with expandable tubulars*. Moscow, OJSC VNIOENG, 2015. 236 p.
20. Spray J.A., Swedeman S., Walter D., Mckeighan P., Siebanaler S., Dewhurst P., Hobson S., Foss D., Wirz D., Sharpe D., Apostol D. *Expandable tubulars for use in geologic structures*. Patent US 8,800,650 B2 USA, 2007.
21. «Rosneft» sovershenstvuet tekhnologii proizvodstva obsadnykh trub [Rosneft improves casing pipe production technologies]. Available at: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/203233/> (accessed 9 December 2021).
22. Zaripov I.M., Iskhakov A.R., Zaripov A.M., Ratanov K.A., Makhmutov I.H. Stroitelstvo i remont skvazhin PAO «Tatneft» s primeneniem obsadnykh kolonn iz stekloplastikovykh obsadnykh trub [Construction and repair of wells of PJSC Tatneft using casing columns made of fiberglass casing pipes]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft* [Collection of scientific works of TatNIPIneft]. Moscow, Obninsk, VNIOENG Publ., 2017. pp. 302–307.
23. Yapp D., Blackman S.A. Recent developments in high productivity pipeline welding. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 2004, vol. 16, no. 1, pp. 89–97.
24. *Koltyubing: perspektivnye metody dobychi tyazheloy nefiti* [Coiled tubing: promising methods of heavy oil production]. Available at: <https://incabspecialty.ru/tech-hub/coltubing-gnkt/> (accessed 9 December 2021).
25. Speer I., Strange W. *Well casing and well casing system and method*. Patent WO 2017/015727 A1, 2017.
26. Novozhilov A.D. Sravnitelny analiz mezhdru iskusstvennym zakrepleniem gornyykh porod vyazhushchimi i tsementiruyushchimi veshchestvami i filtrami dlya predotvrashcheniya vynosa peska v skvazhinu [Comparative analysis between artificial fixation of rocks with binders and cementing substances and filters to prevent sand removal into the well]. *Innovatsionnoe razvitiye sovremennoy nauki: problemy i perspektivy* [Innovative development of modern science: problems and prospects]. Neftekamsk, OOO «CDO» Publ., 2021. pp. 6–12.
27. Anchliya A., Trivedi B. Monodiameter drilling: review, case study, current status and challenges ahead. *Canadian International Petroleum Conference*. Calgary, 2006. pp. 120–126.
28. Kumar N., Marker R., Corneliussen R., Kirkemo E.G., Ronneberg E. Mono diameter expandable drilling liner applications in deepwater drilling. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. New Orleans, 2010. pp. 57–61.
29. Aksenov N.A., Tagirov Ya.A., Lubyagina N.V. Analiz vozmozhnosti ispolzovaniya rasshiryaemykh sistem dlya sozdaniya konstruksii skvazhin s obsadnymi trubami odnogo diametra [Analysis of the possibility of using expandable systems to create a well design with casing pipes of the same diameter]. *Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i uchennykh, posvyashchennoy 35-letiyu filiala TIU v g. Nizhnevartovske* [Materials of the All-Russian Scientific and Practical Conference of students, postgraduates and scientists dedicated to the 35th anniversary of the TIU branch in Nizhnevartovsk]. Nizhnevartovsk, 2016. pp. 41–46.
30. Wylie G., Zamora F., Murali B.N., Reddy B.R., Eoff L.S., Weaver J.D., Wilson J.M., Berryhill D., Fitsgerald R.M., Culotta A.M. *Method and apparatus for a monodiameter wellbore, monodiameter casing, monobore, and/or monowell*. Patent US 8,341,117 B2 USA, 2008.
31. Kolesnik A.S., Bastrikov S.N. Optimizatsiya konstruksii skvazhin na mestorozhdeniyakh kraynego severa [Optimization of well design in the fields of the Far North]. *Internauka*, 2021, vol. 178, no. 2-2, pp. 13–15.
32. Giniatullin R.R., Kireev V.V., Galimullin R.R., Bravkova N.G. Dual casing design for horizontal wells. *Oil Industry*, 2017, no. 11, pp. 34–39. In Rus.
33. Kolesnik A.S. Dvukolonnnye skvazhiny «Novoportovskogo» [Two-column wells of Novoportovskiy]. *Studencheskiy vestnik*, 2021, vol. 147, no. 2-6, pp. 21–22.
34. Yudin A.V. Optimization of design of telescopic casing string for wells with large length of a horizontal site. *Construction of oil and gas wells on land and sea*, 2012, no. 11, pp. 27–29. In Rus.
35. Panaev S.Yu. Comparison of running parameters for uniform-sized and telescoping strings. *Bulletin PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2013, vol. 12, no. 9, pp. 73–78. In Rus.

Received: 30 December 2021.

Information about the authors

Aleksey S. Tikhonov, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University; engineer 1st category, JSC «TomskNIPIneft».

Artem V. Kovalev, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.276.43:038

ОБОСНОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКИ НЕОДНОРОДНОМ ОБЪЕКТЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Илюшин Павел Юрьевич^{1,2},
Pavel.Ilushin@girngm.ru

Балдина Татьяна Рэмовна²,
T.Baldina@girngm.ru

Санникова Надежда Сергеевна²,
N.Sannikova@girngm.ru

Равелев Кирилл Алексеевич^{1,2},
Kirill.Ravelev@pstu.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

² Научно-образовательный центр «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений»
Пермского национального исследовательского политехнического университета,
Россия, 614013, г. Пермь, ул. Академика Королева, 21.

Актуальность научной работы обусловлена существующими проблемами разработки карбонатных продуктивных отложений, характеризующихся сильной степенью геологической неоднородности. Данная особенность непосредственно влияет на процесс разработки, в ходе которого в условиях данных коллекторов наблюдаются неравномерность фильтрации закачиваемого агента и его движение по наиболее промытым зонам. Приведенные факторы свидетельствуют о повышенном содержании воды в добываемой продукции и низком охвате залежи заводнением, поскольку малопроницаемые участки залежи остаются вне зоны дренирования. С целью решения данного ряда проблем, согласно мировому опыту, применяются различные технологии, к одной из которых относится технология циклического заводнения, обладающая высокой эффективностью и не требующая значительных капитальных и операционных затрат.

Цель: оценка эффективности внедрения технологии циклического заводнения в различных вариантах, включающих различную продолжительность полуцикла технологии и комбинирование с рядом геолого-технических мероприятий, в условиях геологического неоднородного объекта разработки.

Объектом исследования является башкирско-серпуховский объект одного из месторождений Пермского края, характеризующийся сильной степенью неоднородности по результатам исследований и находящийся на третьей стадии разработки. Анализ разработки данного объекта демонстрирует ряд проблем, вызванных недоучетом его строения в полной мере при проектировании технологической схемы разработки.

Методы. В рамках настоящей работы в качестве инструмента моделирования использован гидродинамический симулятор Tempest MORE. Для моделирования использована актуальная геолого-гидродинамическая модель и встроенные функциональные возможности симулятора.

Результаты. По итогам гидродинамического моделирования получена высокая эффективность предлагаемой идеи внедрения технологии циклического заводнения на целевом объекте. Результаты расчетов демонстрируют улучшение основных технологических показателей разработки по сравнению с базовым вариантом, за исключением средневзвешенного давления в углеводородной фазе, поскольку при снижении объемов закачки энергетическое состояние залежи незначительно ухудшается. За счет периодической работы нагнетательного фонда скважин возникают знакопеременные перепады давления между высоко- (водонасыщенными) и слабопроницаемыми (нефтенасыщенными) зонами, за счет чего в разработку вовлекаются ранее не охваченные нефтенасыщенные участки залежи. С осуществлением данной технологии прогнозные показатели отражают увеличение уровня добычи нефти и снижение уровня добычи жидкости, что характеризует успешность моделируемой технологии. На основании всех реализованных расчетов авторами проиллюстрирован наиболее эффективный вариант циклического заводнения в комплексе с геолого-техническими мероприятиями на ряде скважин рассматриваемого объекта.

Ключевые слова:

Нефтяная залежь, геологически неоднородный пласт, циклическое заводнение, охват пласта, геолого-гидродинамическая модель.

Введение

В последнее время наблюдается активная тенденция вовлечения в разработку карбонатных продуктивных отложений по всему миру, в том числе и в регионе Перми [1]. Данные объекты характеризуются геологически сложным строением в связи с разнообразием видов пустот (поры, каверны, трещины) и низкими

фильтрационно-емкостными свойствами, а также обладают высокой степенью анизотропии [2–4]. Вследствие этого запасы нефти, залегающие в данных коллекторах, относятся к категории трудноизвлекаемых [5]. Стоит отметить, на текущий момент в Российской Федерации более половины извлекаемых запасов относятся к данной категории, которой характерна

необходимость привлечения значительных финансовых, материальных и трудовых ресурсов, а также применения инновационных и уникальных технологий. В этой связи наблюдается интенсивный научно-технический прогресс в области нефтегазовых отраслей, и Пермский край является одним из самых выдающихся и продвинутых центров развития данной области.

Карбонатные отложения практически повсеместно характеризуются геологической неоднородностью [6, 7], выраженной в незакономерной изменчивости коллекторских свойств и беспорядочном пространственном распределении продуктивных и непродуктивных зон (микро- и макронеоднородность) [8]. Данная особенность приводит к массе проблем, связанных с разработкой карбонатных коллекторов. При анализе работы [9] определено, что геологическая неоднородность пласта является причиной низкого охвата залежи системой заводнения, обуславливающего неизвлечение нефти из малопроницаемых или не дренируемых участков залежи. Также преждевременная обводненность добываемой продукции является следствием данной характеристики пласта [10]. Указанные проблемы обосновываются тем фактом, что процесс фильтрации закачиваемой в неоднородный пласт воды происходит неравномерно [11–13], тем самым образуя промытые зоны к добывающим скважинам и не вовлекая в разработку некоторые участки. Вследствие этого большинство стандартных систем поддержания пластового давления, спроектированных на подобных объектах, является неэффективным и требует усовершенствования с учетом данных особенностей строения залежи. Система заводнения нефтеносного объекта представляет собой важнейший элемент в структуре разработки, поскольку именно она отвечает как за энергетическое состояние объекта, так и за процессы вытеснения нефти и охвата залежи заводнением [14].

На сегодняшний день известны технологии, позволяющие решить данные проблемы с высокой эффективностью. Одна из них заключается в нагнетании в пласт полимерных соединений [15, 16], которые имеют серию отличительных преимуществ. За счет увеличения вязкости закачиваемого агента фронт его движения выравнивается, проникая в зоны, не охваченные ранее системой заводнения, при этом повышается и коэффициент вытеснения при фильтрации данного рабочего агента [17]. Также широко известен способ закачки водогазовой смеси [18, 19], которая благодаря наличию пузырьков газа имеет возможность проникать в умельченные каналы породы, тем самым обеспечивая больший охват в условиях сильной степени неоднородности залежи. Однако данные технологии являются крайне дорогостоящими, что накладывает ряд ограничений на их реализацию.

Также при анализе научных работ [20, 21] авторами выявлена не менее эффективная технология, имеющая название «циклическое заводнение». Реализация данного метода не требует значительных капитальных или операционных вложений, что добавляет больше шансов на его осуществление. В работах [22,

23] авторы заявляют об успешном применении технологии нестационарного воздействия на пласт, характеризующийся неоднородностью. Суть рассматриваемой технологии заключается в искусственной генерации знакопеременных перепадов давления между участками залежи при определенных промежутках времени [24]. Это достигается путем попеременной остановки и возобновления работы нагнетательных скважин с заданной продолжительностью цикла. За счет данных перепадов давления отмечается перераспределение насыщающих пласт жидкостей, способствующее выравниванию их насыщенности и уравниванию капиллярных давлений на границе заводненных и нефтенасыщенных зон. В результате данного процесса между зонами разной насыщенности наблюдается ускорение противоточной пропитки водой нефтенасыщенных зон, иначе говоря, происходит внедрение воды из заводненных зон в нефтенасыщенные по каналам меньшего размера поперечного сечения, способствуя извлечению нефти из них.

На сегодняшний день в Пермском крае более 60 % остаточных извлекаемых запасов нефти сосредоточено в карбонатных отложениях [25]. Данные объекты разработки имеют свои индивидуальные особенности, вследствие этого применительно к каждому объекту осуществляется уникальный подход. Как уже отмечалось, карбонатные пласты практически повсеместно обладают высокой степенью неоднородности, которая создает проблемы при разработке. На основании этого авторами настоящей работы предлагается осуществить оценку целесообразности внедрения технологии циклического заводнения на реальном объекте месторождения Пермского края, имеющем ряд серьезных осложнений в области разработки вследствие недоучета геологической неоднородности в полной мере при проектировании.

Объект исследования

В рамках настоящего исследования рассматривается башкирско-серпуховский объект целевого нефтяного месторождения, находящийся на третьей стадии разработки. График разработки данного объекта приведен на рис. 1.

При анализе истории разработки башкирско-серпуховской залежи отмечается неэффективность ее системы в связи с превышением обводненности добываемой продукции над отборами от начальных извлекаемых запасов начиная с 2014 г. Преждевременная обводненность является одной из главных проблем разработки данного объекта. Также необходимо выделить недостижение проектных значений добычи нефти на текущий момент в соответствии с действующим проектным документом. Следует отметить, что внимание авторов рассматриваемый объект привлекает остаточной долей извлекаемых запасов, составляющей более 50 %. Согласно последнему мониторингу объекта отмечается низкий охват залежи системой заводнения, а также выявлена проблема низкой выработки запасов серпуховского горизонта в условиях того, что фонд скважин практически полностью разбурен и введен в эксплуатацию. Помимо этого, сде-

лано заключение о резком росте обводненности продукции при повышении объемов закачки воды в пласт.

Очевидно, что данные проблемы неотъемлемо связаны с геологической неоднородностью объекта.

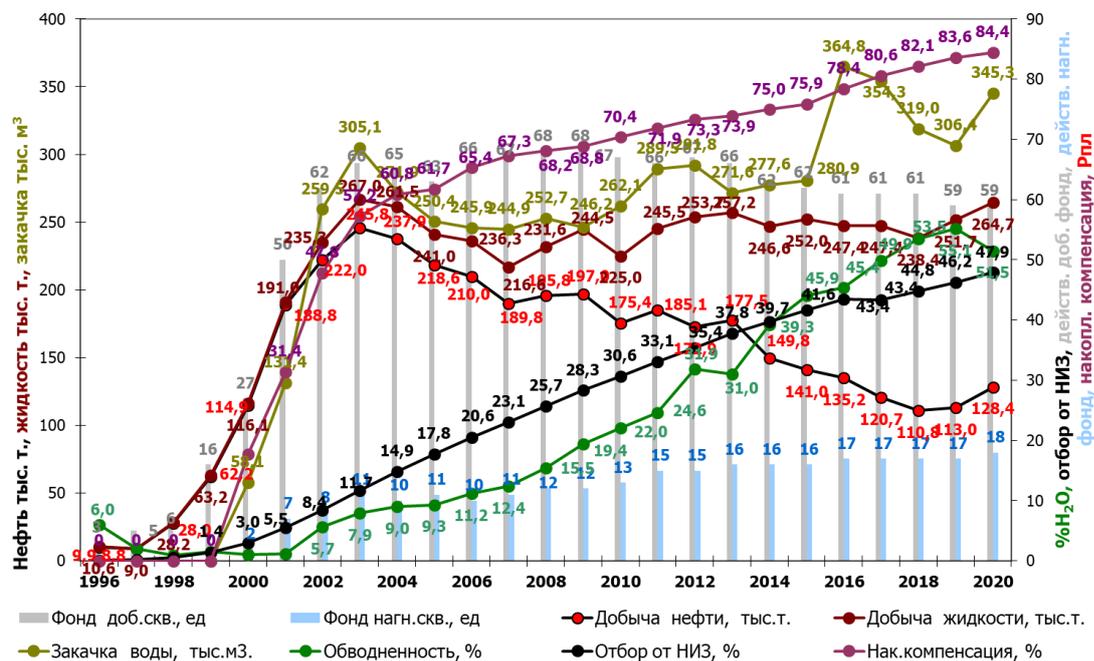


Рис. 1. График разработки башкирско-серпуховского объекта целевого месторождения

Fig. 1. Development schedule of the Bashkir-Serpukhov formation of the target field

В рамках изучения целевой залежи определены основные ее характеристики. По результатам статистической оценки геофизических исследований скважин выделяется асимметричное распределение значений коэффициентов проницаемости, смещенное в область низких значений. Проницаемость менее $25 \cdot 10^{-3}$ мкм² отмечается у более ¼ доли коллектора. При исследовании не менее важного показателя коллекторских свойств – пористости – установлен большой ряд значений, заключенный в пределы 8–17%. К ярким представителям показателя неоднородности относятся коэффициенты расчлененности и песчанности, значения которых заключены в рамки от 1 до 27 ед. и от 0,40 до 0,55 д. ед., соответственно. Исследования нефтенасыщенности демонстрируют изменение значений данного параметра в диапазоне от 0,63 до 0,75. На рис. 2 отображена диаграмма распределения эффективной нефтенасыщенной толщины, построенная на основании исследований скважин рассматриваемого объекта.

Согласно представленному рисунку отмечается вариация эффективной нефтенасыщенной толщины в широких пределах. Также по данным скважин проведен анализ годовой добычи нефти, по результатам которого сделан вывод об отсутствии зависимости между добычей и нефтенасыщенной толщиной, другими словами, увеличение нефтенасыщенной толщины не влечет за собой повышение добычи нефти. Таким образом, приведенные показатели свидетельствуют о сильной степени геологической неоднородности рассматриваемого карбонатного объекта, которую необходимо было внимательно предусмотреть при проектировании технологической схемы разработки.

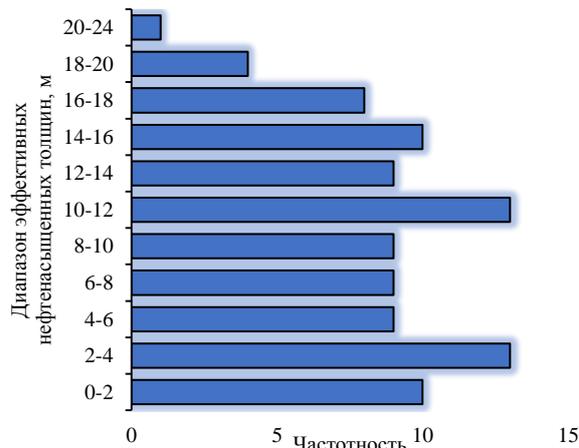


Рис. 2. Диаграмма распределения эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам

Fig. 2. Diagram of the distribution of effective oil-saturated thicknesses by wells

На основании приведенного материала об особенностях характеристик и свойств башкирско-серпуховской залежи целевого месторождения авторами предполагается получение высокой эффективности при внедрении технологии циклического заводнения на рассматриваемом объекте, выраженной в решении существующих проблем. На сегодняшний день при текущей системе поддержания пластового давления наблюдаются неравномерное распределение закачиваемой воды и ее прорывы по наиболее промытым зонам к добывающим скважинам. Этим обусловлено преждевременное обводнение добываемой продукции и низкий охват залежи, последствием которо-

го является недостижение проектных значений добычи нефти. Важно обратить внимание на то, что на сегодняшний день в качестве рабочего агента заводнения используется поверхностная вода с недалеко расположенной реки, что также способствует высокой потенциальности внедрения предлагаемой технологии с точки зрения остановки закачки в период половодья.

Материалы и методы исследования

В рамках настоящего исследования эффективности внедрения технологии циклического заводнения на башкирско-серпуховской залежи целевого месторождения выполнены прогнозные расчеты с использованием такого инструмента моделирования, как гидродинамический симулятор Tempest MORE, имеющий широкое применение во всем мире. Заложенные в данный симулятор функционал и алгоритмы моделирования позволяют осуществить проектирование предлагаемой технологии и прогноз основных технологических параметров. С целью выполнения данных задач задействована актуальная геологическая гидродинамическая модель (ГГДМ), адаптация которой реализована на июль 2021 г. Необходимо отметить, что адаптация данной модели выполнена на высоком уровне, поскольку в пределах рассматриваемого месторождения проведено большое количество исследований, начиная с момента его поиска и разведки и заканчивая текущим этапом разработки, что обеспечивает полноценную имитацию реального объекта при использовании настоящей ГГДМ. Ее внешний вид представлен на рис. 3 на примере куба нефтенасыщенности по состоянию на момент последней адаптации (01.07.2021).

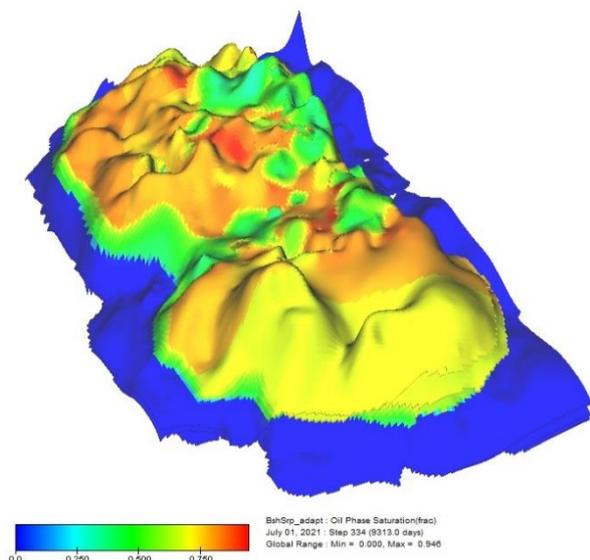


Рис. 3. Внешний вид гидродинамической модели башкирско-серпуховского объекта целевого месторождения на примере куба нефтенасыщенности по состоянию на 01.07.2021

Fig. 3. External view of the hydrodynamic model of the Bashkir-Serpukhov formation of the target field on the example of the oil phase saturation cube as of 01.07.2021

При моделировании технологии циклического заводнения авторами принято решение рассмотреть несколько вариантов, соответствующих различным периодам полуцикла, равным продолжительности остановки действующего нагнетательного фонда скважин или его работы. В итоге прогнозные расчеты выполнены с моделированием предлагаемой технологии с полуциклами, заключенными в пределы от 10 до 60 суток с шагом 5 дней. Такой широкий охват периодов позволит выполнить наиболее достоверный сравнительный анализ и выявить наиболее оптимальную технологию.

Помимо этого, в дополнение к данной работе выполнено моделирование большой серии мероприятий в связи с тем, что в процессе изучения объекта определен ряд скважин из добывающего и нагнетательного фондов, работающих на неэффективном режиме, в соответствии с экспертной оценкой авторов. Таким образом, в ходе исследования определены пять добывающих скважин, дебит по нефти которых составляет менее 0,15 т в сутки. Применительно к данным скважинам реализовано два варианта событий, по первому из которых предполагается перевод их в нагнетательный фонд и дальнейшая их работа в соответствии с технологией циклического заводнения. Согласно второму варианту на основании комплексного анализа строения залежи и расположения скважин принято, что три из пяти скважин нецелесообразно переводить в нагнетательный фонд, поскольку в зоне воздействия данных скважин находятся другие нагнетательные скважины. Вследствие этого решено вывести данный ряд скважин из разработки башкирско-серпуховского объекта целевого месторождения, а две другие перевести в нагнетательный фонд аналогично первому варианту. Важно обратить внимание на то, что предлагаемые решения не противоречат «Правилам разработки месторождений углеводородного сырья». Касательно существующего нагнетательного фонда выявлены проблемы с приемистостью девяти скважин, составляющей менее 20 кубометров в сутки. По результатам их изучения и анализа опыта проведения операций по увеличению приемистости на рассматриваемом объекте и его аналогах запланировано осуществление операций по обработке призабойной зоны пласта кислотными составами, являющейся наиболее распространенным и эффективным методом [26, 27]. Моделирование данных мероприятий реализовано как по отдельности, так и комплексно. А также для корректного высококачественного анализа результатов эффективности внедрения технологии циклической закачки совместно с данным рядом геологических мероприятий (ГТМ) необходимо отметить, что их моделирование выполнено в соответствии с двумя вариантами технологий заводнения (стационарной и нестационарной).

Согласно действующему проектному документу на разработку рассматриваемого объекта отмечается ее окончание в конце 2091 г. На основании данной информации все запланированные прогнозные расчеты выполнены до указанной даты. Началом внедрения предлагаемых решений считается 1 января 2022 г.

Результаты

В результате гидродинамического моделирования предложенных вариантов выполнено 72 расчета, что позволяет рассмотреть большой спектр результатов, на основании которых можно сделать качественный вывод об эффективности предлагаемых мероприятий с целью решения существующих проблем разработки башкирско-серпуховской залежи целевого месторождения. Среди данного количества расчетов рассматривается базовый вариант, соответствующий технологии стационарного заводнения при текущей системе, а также предлагаемые варианты внедрения технологии циклического заводнения с различной продолжительностью полуцикла. Помимо этого, все указанные варианты смоделированы в комплексе с предложенным рядом ГТМ в различной конфигурации.

На первом этапе выполнен анализ результатов эффективности внедрения технологии циклического заводнения с различными периодами полуцикла без

комплексного применения ГТМ. Сравнивая результаты данных расчетов с базовым вариантом, отмечается значительный положительный эффект при всех рассмотренных вариациях периода полуцикла. При анализе их результатов отмечается общая тенденция улучшения всех рассмотренных основных технологических показателей разработки по сравнению с базовым вариантом, за исключением средневзвешенного давления в углеводородной фазе. Данные показатели подробно рассмотрены далее при графическом анализе их графиков на рис. 4 в соответствии с базовым вариантом (BshSpr_baz) и наиболее эффективным (BshSpr_var1), соответствующим технологии циклического заводнения с продолжительностью полуцикла, равной 30 суткам, определенным на основании оценки авторов. На данном рисунке приведена динамика изменения основных технологических показателей разработки в соответствии с указанными вариантами.

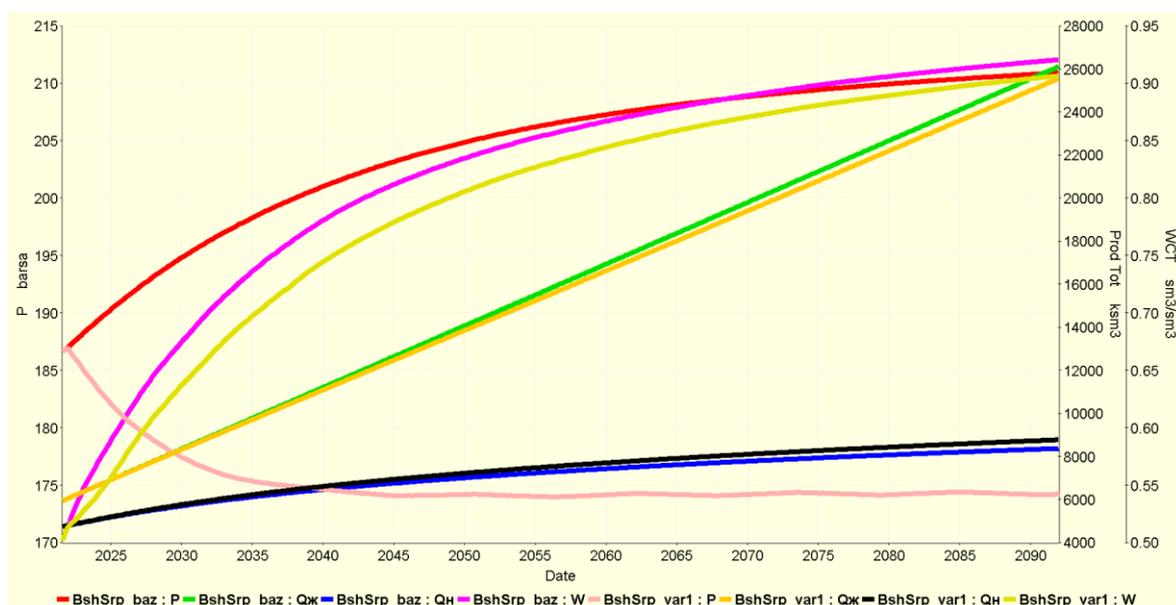


Рис. 4. Динамика изменения основных технологических показателей разработки по базовому (BshSpr_baz) и первому (BshSpr_var1) вариантам (P – средневзвешенное давление в углеводородной фазе, бар; $Q_{ж}$ – накопленная добыча жидкости, тыс. m^3 ; $Q_{н}$ – накопленная добыча нефти, тыс. m^3 ; W – обводненность, д. ед.)

Fig. 4. Dynamics of changes in the main technological indicators of development for the basic (BshSpr_baz) and first (BshSpr_var1) variants (P – Hydrocarbon Average Pressure, barsa; $Q_{ж}$ – Liquid Production Total, ksm^3 ; $Q_{н}$ – Oil Production Total, ksm^3 ; W – Water Cut, sm^3/sm^3)

При анализе результатов прогноза основных технологических параметров разработки авторами подтверждается эффективность внедрения технологии циклического заводнения. Успешность ее реализации выражена в постепенном увеличении уровня отборов нефти по сравнению с базовым вариантом. На момент окончания разработки при количественной оценке накопленная добыча нефти составит 7077,5 тыс. т в соответствии с предлагаемым вариантом, что транслирует повышение коэффициента извлечения нефти на 1,4 %. Помимо этого, при переходе со стационарной закачки на нестационарную наблюдается снижение добычи жидкости на всем периоде моделирования, что ведет к снижению обводненности добываемой

продукции. Данные показатели служат благоприятным фактором в рамках обоснования реализации рассматриваемой технологии. Также, как уже отмечалось, единственным негативным моментом при предлагаемом варианте является снижение средневзвешенного давления в углеводородной фазе вследствие уменьшения уровня закачки рабочего агента. Однако данное снижение незначительно и не представляет серьезную проблему, поскольку давление уменьшается на 1,29 МПа за весь период нестационарного заводнения. Таким образом, на основании приведенных материалов сравнения сделан вывод, что циклическая закачка в условиях геологической неоднородности целевого объекта обладает высоким преимуществом

при сопоставлении с текущим режимом, способствуя решению существующих проблем разработки, связанных с неравномерностью фильтрации закачиваемой воды, влияющей на обводнение добываемой продукции и невовлечение в разработку малопроницаемых, застойных нефтенасыщенных зон.

На втором этапе гидродинамических расчетов осуществлена оценка показателей разработки при рассмотрении вариантов моделирования существующей системы заводнения в комплексе с проектируемыми ГТМ в различной группировке. Все предложенные варианты обладают эффективностью по сравнению с базовым вариантом, однако данная степень эффективности не так велика при сравнительном анализе с результатами моделирования данных ГТМ комплексно с внедрением технологии циклического заводнения с различной периодичностью полуцикла. Циклическая закачка совместно с реализацией предложенного ряда дополнительных мероприятий,

направленных на повышение эффективности системы разработки, обладают синергетическим эффектом, обуславливающим существенное улучшение текущих технологических показателей разработки.

В результате сравнения прогнозных расчетов авторами данного исследования сделан вывод, что наибольшей эффективностью характеризуется вариант, согласно которому осуществлен дизайн циклического заводнения с продолжительностью полуцикла, равной 30 суткам, совместно с выводом из разработки трех добывающих скважин, переводом двух добывающих скважин в нагнетательный фонд и реализацией обротов призабойных зон на девяти нагнетательных скважинах. Графики основных технологических показателей, рассчитанных согласно данному варианту (BshSrp_var2) до 2092 г. в гидродинамическом симуляторе Tempest MORE, представлены на рис. 5. Также на данном рисунке изображена динамика изменения соответствующих показателей по базовому варианту.

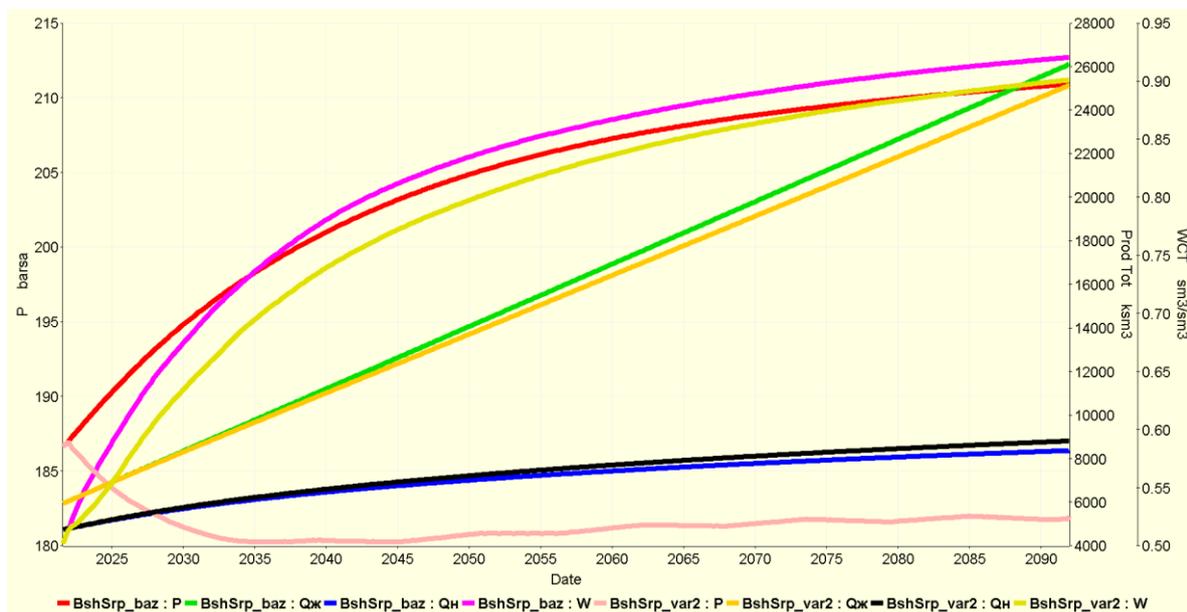


Рис. 5. Динамика изменения основных технологических показателей разработки по базовому (BshSrp_baz) и второму (BshSrp_var2) вариантам (P – средневзвешенное давление в углеводородной фазе, бар; $Q_{ж}$ – накопленная добыча жидкости, тыс. m^3 ; Q_n – накопленная добыча нефти, тыс. m^3 ; W – обводненность, д. ед.)

Fig. 5. Dynamics of changes in the main technological indicators of development for the basic (BshSrp_baz) and second (BshSrp_var2) variants (P – Hydrocarbon Average Pressure, barsa; $Q_{ж}$ – Liquid Production Total, ksm^3 ; Q_n – Oil Production Total, ksm^3 ; W – Water Cut, sm^3/sm^3)

На базе представленных графических данных можно отметить, что тенденция изменения показателей аналогична предыдущему описанию сравнительного анализа базового и первого варианта. Однако в данном случае, как уже было сказано, наблюдается синергетический эффект, весь рассматриваемый ряд показателей улучшен в большей степени по сравнению с вариантом, предполагающим исключительно внедрение циклического заводнения. В комплексе с данной серией ГТМ коэффициент извлечения нефти дополнительно увеличивается на 0,4 %. Следовательно, результаты моделирования предлагаемого варианта отражают высокую эффективность, что является ключевым фактором для обоснованности внедрения

технологии циклического заводнения в комплексе с ГТМ на целевой нефтяной залежи, характеризующейся сильной степенью геологической неоднородности, непосредственно влияющей на существующие осложнения процесса разработки.

Заключение

В заключение данной научно-исследовательской работы по результатам ее выполнения подведен ряд основных выводов, обосновывающих внедрение технологии циклического заводнения на башкирско-серпуховском объекте одного из месторождений Пермского края. Затронута проблема разработки рассматриваемого объекта, обладающего повсеместной

особенностью – геологической неоднородностью. Вследствие данного факта наблюдается неэффективность существующей системы стационарного заводнения технической водой, выраженная в неравномерности ее распределения, вызывающей повышенное содержание воды в добываемой продукции и невовлечение в разработку малопроницаемых зон. На базе мирового опыта авторами установлено, что технология циклического заводнения имеет преимущества в условиях целевого объекта, вследствие этого выполнена оценка целесообразности ее внедрения с использованием гидродинамического симулятора Tempest MORE. По результатам расчетов на актуальной геолого-гидродинамической модели получена высокая эффективность предлагаемой идеи, способствующей повышению уровня отборов нефти и снижению добычи жидкости до момента окончания разработки объекта, установленного в действующем проектом документе. Также параллельно с данными расчетами

проанализированы текущие режимы работы скважин добывающего и нагнетательного фонда, по результатам чего предложена серия геолого-технических мероприятий. Комплексный дизайн, включающий внедрение технологии циклического заводнения и проведение предложенных геолого-технических мероприятий, обладает значительным эффектом, поскольку с его реализацией ожидается решение существующих проблем разработки, при этом коэффициент извлечения нефти повышается на 1,8 %.

Работа выполнена в организации Головного исполнителя в рамках выполняемой составной части НИОКТР, проводимой при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (соглашение № 075-11-2021-052 от 24 июня 2021 г.) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 09.04.2010 № 218 (ПРОЕКТ 218). Головной исполнитель НИОКТР – ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318.
2. Influence of geological and technological parameters on effectiveness of hydrochloric acid treatment of carbonate reservoirs / S.N. Krivoshchekov, K.A. Vyatkin, K.A. Ravelev, A.A. Kochnev // International Journal of Engineering. – 2020. – V. 33. – № 10. – P. 2113–2119.
3. Digital and conventional techniques to study permeability heterogeneity in complex carbonate rocks / M. Dernaika, M. Al Mansoori, M. Singh, T. Al Dayyani, Z. Kalam, R. Bhakta, S. Koronfol, Y.N. Uddin // Petrophysics – The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description. – 2018. – V. 59. – № 3. – P. 373–396.
4. Комплексный подход к оценке эффективности проектируемой соляно-кислотной обработки с использованием результатов лабораторных исследований и гидродинамического моделирования / С.Н. Кривошеков, Н.Д. Козырев, К.А. Вяткин, К.А. Равелев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 43–53.
5. Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы / С.Г. Кузьменков, В.И. Исаев, В.И. Булатов, Р.Ш. Аюпов, Н.О. Игенбаева, Ю.А. Кузьмин, П.А. Стулов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 103–113.
6. Кривошеков С.Н., Кочнев А.А., Равелев К.А. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 587–595.
7. Wilson A. New method for predicting production boosts accuracy for carbonate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 2018. – V. 70. – № 10. – P. 67–69.
8. Heterogeneity in the petrophysical properties of carbonate reservoirs in Tal Block / U. Farooq, J. Ahmed, S. Ali, F. Siddiqi, S.A.A. Kazmi, K. Mushir // SPWLA 60th Annual Logging Symposium. – Woodlands, 2019.
9. Carpenter C. Capacitance-resistance model used for integrated detection of water production // Journal of Petroleum Technology. – 2020. – V. 72. – № 1. – P. 51–52.
10. Liu K., Wu X., Ling K. Integrated detection of water production in a highly heterogeneous and tight formation using CRM model: a case study on water flooding gaiter draw unit, Wyoming, USA // International Petroleum Technology Conference. – Beijing, 2019.
11. Применение геолообразующих составов для ограничения притока воды в добывающие скважины на месторождениях НГДУ «Ленингорскнефть» / И.Ф. Галимов, А.С. Ахметшина, А.Т. Зарипов, А.Н. Береговой, Н.А. Князева, О.И. Афанасьева // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 36–39.
12. Поплыгина И.С., Мордвинов В.А. Использование осадкогелеобразующей композиции для снижения обводненности скважин на нефтяной залежи с высоковязкой нефтью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 12. – С. 37–43.
13. Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Елесин А.В. Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 172–177.
14. Wang D., Niu D., Li H.A. Predicting waterflooding performance in low-permeability reservoirs with linear dynamical systems // SPE Journal. – 2017. – V. 22. – № 5. – P. 1596–1608.
15. A new approach to polymer flooding: effects of early polymer injection and wettability on final oil recovery / J.L. Juárez-Morejón, H. Bertin, A. Omari, G. Hamon, C. Cottin, D. Morel, C. Romero, G. Bourdarot // SPE Journal. – 2019. – V. 24. – № 1. – P. 129–139.
16. An inversion method of relative permeability curves in polymer flooding considering physical properties of polymer / Y. Liu, J. Hou, L. Liu, K. Zhou, Y. Zhang, T. Dai, L. Guo, W. Cao // SPE Journal. – 2018. – V. 23. – № 5. – P. 1929–1943.
17. Optimization of polymer flooding in a heterogeneous reservoir considering geological and history matching uncertainties / E. Ibi-am, S. Geiger, V. Demyanov, D. Arnold // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – V. 24. – № 1. – P. 19–36.
18. Организация системы поддержания пластового давления на месторождении им. П. Третьякова в условиях реализации водогазового воздействия / П.В. Виноградов, О.В. Надеждин, У.М. Абуталипов, А.Р. Латыпов, Е.И. Сергеев, С.Е. Здольник, В.М. Веселов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 66–69.
19. Пестов В.М., Яновский А.В., Дроздов А.Н. Совершенствование технологии закачки водогазовых смесей в пласт // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 84–86.
20. Мартюшев Д.А., Менгалиев А.Г. Планирование циклического заводнения на основе анизотропной гидродинамической модели карбонатной залежи Гагаринского месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 12. – С. 84–93.
21. О выборе участков нефтяных месторождений для эффективного применения циклического заводнения / С.П. Родионов, О.Н. Пичугин, В.П. Косяков, Я.В. Ширшов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 58–61.
22. Lu X.G., Xu J. Waterflooding optimization: a pragmatic and cost-effective approach to improve oil recovery from mature fields // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – Jakarta, 2017.
23. Альмухаметова Э.М. Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере

- месторождения Северные Бузачи // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 2. – С. 115–121.
24. Особенности технологии нестационарного воздействия на системы разработки с горизонтальными скважинами / М.М. Велиев, А.Н. Иванов, И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 86–89.
25. Новиков В.А. Методика прогнозирования эффективности матричных кислотных обработок карбонатов // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 3. – С. 137–143.
26. Krivoshechekov S.N., Vyatkin K.A., Ravelev K.A. Predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment in an oil field using the calculation of changes in the skin factor and hydrodynamic modeling // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – V. 666. – № 3. – P. 032046.
27. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate reservoirs / D. Ridner, T. Frick, D. Zhu, A.D. Hill, R. Angeles, N. Vishnumolakala, C.E. Shuchart // SPE Production and Operations. – 2019. – V. 35. – P. 137–146.

Поступила 15.12.2021 г.

Информация об авторах

Илюшин П.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета; директор Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Балдина Т.Р., заместитель директора Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Санникова Н.С., инженер Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Равелев К.А., студент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета; лаборант Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276.43:038

JUSTIFICATION OF THE INTRODUCTION OF CYCLIC WATERFLOODING TECHNOLOGY AT A GEOLOGICALLY HETEROGENEOUS FORMATION OF THE OIL FIELD IN THE PERM KRAI

Pavel Yu. Ilyushin^{1,2},
Pavel.Ilyushin@ginrgm.ru

Tatiana R. Baldina²,
T.Baldina@ginrgm.ru

Nadezhda S. Sannikova²,
N.Sannikova@ginrgm.ru

Kirill A. Ravelev^{1,2},
Kirill.Ravelev@pstu.ru

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

² Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields»,
Perm National Research Polytechnic University,
21, Academician Korolev street, Perm, 614013, Russia.

The relevance of scientific work is caused by the existing problems of the development of carbonate productive deposits, characterized by a strong degree of geological heterogeneity. This feature directly affects the development, during which, in the conditions of these reservoirs, there is an uneven filtration of the injected agent and its movement through the most washed zones. These factors indicate an increased water content in the produced products and a low coverage of the reservoir by waterflooding, since the low-permeability areas of the reservoir remain outside the drainage zone. In order to solve this number of problems, according to world experience, various technologies are used, one of which is the technology of cyclic waterflooding, which has high efficiency and does not require significant capital and operating costs.

The main aim of the research is to evaluate the effectiveness of the implementation of the technology of cyclic waterflooding in various options, including different duration of the half-cycle of the technology and combination with a number of geological and technical measures, in the conditions of a geological heterogeneous development formation.

Object of the study is the Bashkir-Serpukhov formation of one of the deposits of the Perm Krai, which is characterized by a strong degree of heterogeneity according to the research results and is at the third stage of development. The analysis of the development of this object demonstrates a number of problems caused by the underestimation of its structure in full when designing the technological development scheme.

Methods. Within the framework of this work, the Tempest MORE hydrodynamic simulator was used as a modeling tool. For modeling, an up-to-date geological and hydrodynamic model and built-in functionality of the simulator were used.

Results. Based on the results of hydrodynamic modeling, a high efficiency of the proposed idea of introducing cyclic waterflooding technology at the target facility was obtained. The calculation results demonstrate the improvement in the main technological indicators of development in comparison with the base case, with the exception of the weighted average pressure in the hydrocarbon phase, since with a decrease in injection volumes, the energy state of the reservoir slightly deteriorates. Due to the periodic operation of the injection well stock, alternating pressure drops arise between highly (water-saturated) and low-permeable (oil-saturated) zones, due to which previously uncovered oil-saturated areas of the reservoir are involved in development. With the implementation of this technology, the forecast indicators reflect an increase in the level of oil production and decrease in the level of liquid production, which characterizes the success of the modeled technology. Based on all the implemented calculations, the authors have illustrated the most effective version of cyclic waterflooding in combination with geological and technical measures at a number of wells of the object under consideration.

Key words:

Oil reservoir, geologically heterogeneous formation, cyclic waterflooding, reservoir coverage, geological and hydrodynamic model.

The work was carried out in the organization of the Lead Contractor as part of the R&D carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (agreement number 075-11-2021-052 of 24 June 2021) in accordance with the decree of the Government of the Russian Federation: 09.04.2010, number 218 (PROJECT 218). The main R&D contractor is Perm National Research Polytechnic University.

REFERENCES

1. Martyshev D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 313–318. In Rus.
2. Krivoshechekov S.N., Vyatkin K.A., Ravelev K.A., Kochnev A.A. Influence of geological and technological parameters on effectiveness of hydrochloric acid treatment of carbonate reservoirs. *International Journal of Engineering*, 2020, vol. 33, no. 10, pp. 2113–2119.
3. Dernaika M., Al Mansoori M., Singh M., Al Dayyani T., Kalam Z., Bhakta R., Koronfol S., Uddin Y.N. Digital and conventional techniques to study permeability heterogeneity in complex carbonate rocks. *Petrophysics – The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 2018, vol. 59, no. 3, pp. 373–396.

4. Krivoshchekov S.N., Kozyrev N.D., Vyatkin K.A., Ravelev K.A. Complex approach to estimating the efficiency of the designed hydrochloric acid treatment using the results of laboratory studies and hydrodynamic simulation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 7, pp. 43–53. In Rus.
5. Kuzmenkov S.G., Isaev V.I., Bulatov V.I., Ayupov R.Sh., Eginbaeva N.O., Kuzmin Yu.A., Stulov P.A. Development of Yugra oil and gas complex, hard-to-extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 11, pp. 103–113. In Rus.
6. Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Ravelev K.A. Development of an algorithm for determining the technological parameters of acid composition injection during treatment of the near-bottomhole zone, taking into account economic efficiency. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 250, pp. 587–595. In Rus.
7. Wilson A. New method for predicting production boosts accuracy for carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 2018, vol. 70, no. 10, pp. 67–69.
8. Farooq U., Ahmed J., Ali S., Siddiqi F., Kazmi S.A.A., Mushir K. Heterogeneity in the Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs in Tal Block. *SPWLA 60th Annual Logging Symposium*. Woodlands, 2019.
9. Carpenter C. Capacitance-resistance model used for integrated detection of water production. *Journal of Petroleum Technology*, 2020, vol. 72, no. 1, pp. 51–52.
10. Liu K., Wu X., Ling K. Integrated detection of water production in a highly heterogeneous and tight formation using CRM model: a case study on water flooding gaither draw unit, Wyoming, USA. *International Petroleum Technology Conference*. Beijing, 2019.
11. Galimov I.F., Akhmetshina A.S., Zaripov A.T., Beregovoy A.N., Knyazeva N.A., Afanaseva O.I. Experience in application of gel-forming compositions for water shut-off purposes in fields operated by Oil and Gas Production Department Leninogorskneft of Tatneft PJSC. *Oil Industry*, 2020, no. 7, pp. 36–39. In Rus.
12. Poplygina I.S., Mordvinov V.A. Using a gel-forming composition to reduce the water rehabilitation of oil wells with high-vision oil. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 12, pp. 37–43. In Rus.
13. Bulygin D.V., Nikolaev A.N., Elesin A.V. Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels. *Georesources*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 172–177. In Rus.
14. Wang D., Niu D., Li H.A. Predicting waterflooding performance in low-permeability reservoirs with linear dynamical systems. *SPE Journal*, 2017, vol. 22, no. 5, pp. 1596–1608.
15. Juárez-Morejón J.L., Bertin H., Omari A., Hamon G., Cottin C., Morel D., Romero C., Bourdarot G. A new approach to polymer flooding: effects of early polymer injection and wettability on final oil recovery. *SPE Journal*, 2019, vol. 24, no. 1, pp. 129–139.
16. Liu Y., Hou J., Liu L., Zhou K., Zhang Y., Dai T., Guo L., Cao W. An inversion method of relative permeability curves in polymer flooding considering physical properties of polymer. *SPE Journal*, 2018, vol. 23, no. 5, pp. 1929–1943.
17. Ibiam E., Geiger S., Demyanov V., Arnold D. Optimization of polymer flooding in a heterogeneous reservoir considering geological and history matching uncertainties. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, vol. 24, no. 1, pp. 19–36.
18. Vinogradov P.V., Nadezhdin O.V., Abutalipov U.M., Latypov A.R., Sergeev E.I., Zdolnik S.E., Veselov V.M. Organization of the reservoir pressure maintenance system at Roman Trebs oilfield under the conditions of full implementation of the WAG technology. *Oil Industry*, 2016, no. 9, pp. 66–69. In Rus.
19. Pestov V.M., Yanovsky A.V., Drozdov A.N. Improving the technology for water-gas mixtures pumping into the reservoir. *Oil Industry*, 2019, no. 4, pp. 84–86. In Rus.
20. Martyshev D.A., Mengaliev A.G. Planning of cyclic watering based on anisotropic hydrodynamic model of the carbonate deposit of Gagarinskoe field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 12, pp. 84–93. In Rus.
21. Rodionov S.P., Pichugin O.N., Kosyakov V.P., Shirshov Ya.V. On the selection of oil fields areas for the effective use of cyclic waterflooding. *Oil Industry*, 2019, no. 4, pp. 58–61. In Rus.
22. Lu X.G., Xu J. Waterflooding optimization: a pragmatic and cost-effective approach to improve oil recovery from mature fields. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, 2017.
23. Almukhametova E.M. Expanding the experience of using non-stationary waterflooding technology with changing direction of the filtration flow in the example of the Northern Buzachi field. *Georesources*, 2018, vol. 20, no. 2, pp. 115–121. In Rus.
24. Veliev M.M., Ivanov A.N., Vladimirov I.V., Veliev E.M., Mukhametshin V.V. Specifics of cyclic water flooding for development systems made up with horizontal wells. *Oil Industry*, 2021, no. 7, pp. 86–89. In Rus.
25. Novikov V.A. Method for forecasting the efficiency of matrix acid treatment of carbonate. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 137–143. In Rus.
26. Krivoshchekov S.N., Vyatkin K.A., Ravelev K.A. Predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment in an oil field using the calculation of changes in the skin factor and hydrodynamic modeling. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 666, no. 3, pp. 032046.
27. Ridner D., Frick T., Zhu D., Hill A.D., Angeles R., Vishnumolakala N., Shuchart C.E. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate reservoirs. *SPE Production and Operations*, 2019, vol. 35, pp. 137–146.

Received: 15 December 2021.

Information about the authors

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University; director, Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields», Perm National Research Polytechnic University.

Tatiana R. Baldina, deputy director, Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields», Perm National Research Polytechnic University.

Nadezhda S. Sannikova, engineer, Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields», Perm National Research Polytechnic University.

Kirill A. Ravelev, student, Perm National Research Polytechnic University; laboratory assistant, Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields», Perm National Research Polytechnic University.

УДК 622.253.35

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ТЕПЛОТДАЧИ МЕЖДУ ХЛАДОНОСИТЕЛЕМ В ЗАМОРАЖИВАЮЩЕЙ КОЛОНКЕ И ОКРУЖАЮЩИМИ ПОРОДАМИ

Семина Михаил Александрович¹,
seminma@inbox.ru

Головатый Иван Иванович²,
belaruskali.office@kali.by

Бородавкин Дмитрий Алексеевич¹,
borodavkin.dmitriy@gmail.com

¹ Горный институт УрО РАН,
Россия, 614007, г. Пермь, ул. Сибирская, 78а.

² ОАО «Беларуськалий»,
Республика Беларусь, 223710, г. Солигорск, ул. Коржа, 5.

Актуальность исследования обусловлена высокой востребованностью способа искусственного замораживания горных пород при проходке вертикальных шахтных стволов. Анализ методов расчета теплоотдачи от породного массива к рассолу в замораживающих колонках позволит определить пути дальнейшего совершенствования методик расчета теплоотдачи. Результаты исследований окажутся полезны при проектировании ледопородных ограждений шахтных стволов.

Цель: выполнить анализ существующих методов расчета теплоотдачи между хладоносителем в замораживающей колонке и окружающими породами, определить основные пути дальнейшего совершенствования методов расчета теплоотдачи в условиях коаксиальных замораживающих колонок.

Объекты: система «рассол – замораживающая колонка – замораживаемый породный массив».

Методы: сравнительный анализ существующих методов расчета теплоотдачи, численное моделирование в программном комплексе Ansys Fluent.

Результаты. Проведен сравнительный анализ существующих подходов и методов расчета коэффициента теплоотдачи через стенку замораживающей колонки между движущимся по ней рассолом (хладоносителем) и замораживаемым породным массивом. Описаны причины рассогласования результатов при использовании различных методов расчета теплоотдачи. Проведен сравнительный анализ коэффициентов теплоотдачи, полученных по различным методам расчета, а также в результате численного трехмерного моделирования течения рассола. Показаны недостатки существующих методов расчета теплоотдачи и определены основные пути дальнейшего совершенствования методов расчета теплоотдачи в условиях коаксиальных замораживающих колонок: учет теплообмена между прямым и обратным потоками рассола в замораживающей колонке, анализ влияния неустановившихся полей скорости и температуры в обратном потоке рассола на начальном участке замораживающей колонки (вблизи башмака колонки), анализ чувствительности величины коэффициента теплоотдачи к отклонению от соосности питающей и замораживающих труб.

Ключевые слова:

Ледопородное ограждение, искусственное замораживание, рассольная схема, теплоотдача, замораживающая колонка, хладоноситель, коэффициент теплоотдачи.

Введение

В настоящее время одним из наиболее распространенных специальных способов строительства вертикальных стволов в сложных геологических и гидрогеологических условиях является искусственное замораживание горных пород [1, 2]. Данный способ заключается в формировании временного защитного ограждения из мерзлой водонасыщенной породы, воспринимающей на себя горное и гидростатическое давление от окружающих незамороженных пород и защищающей строящийся шахтный ствол от попадания в него подземных вод до возведения постоянной крепи и ее гидроизоляции. Формирование защитного ледопородного ограждения (ЛПО) осуществляется с использованием как рассольной [3–6], так и безрассольной [7, 8] схем. При рассольной схеме замораживания по контуру будущего ствола бурят замораживающие скважины, внутри которых располагают колонки, по которым в дальнейшем циркулирует хладоноситель с отрицательной температурой (рис. 1).

Эффективность формирования и поддержания ЛПО зависит от правильности принятых проектных параметров системы замораживания. Одним из наиболее значимых параметров, определяющих скорость формирования ЛПО, наряду с температурой охлаждающего рассола является коэффициент теплоотдачи, величина которого характеризует количество теплоты, которое переходит от породного массива к рассолу через 1 м² стенки замораживающей трубы в единицу времени при разности температур 1 °С [9]. Коэффициент теплоотдачи зависит от скорости течения рассола в замораживающих колонках, конструкции замораживающих колонок (диаметров питающей и замораживающих труб, отклонения от их соосности), схемы подачи рассола и пр. [10, 11].

При осуществлении непрерывного контроля формирования ЛПО и математической интерпретации данных, измеренных в контрольно-термических скважинах, а также при математическом прогнозировании развития процесса искусственного замораживания в

будущем важно корректно рассчитывать поле температуры и, в частности, корректно подбирать коэффициент теплоотдачи на границе породного массива и замораживающих колонок. В настоящей работе срав-

ниваются и исследуются на предмет корректности существующие подходы и методы расчета коэффициента теплоотдачи для случая замораживающих колонок.

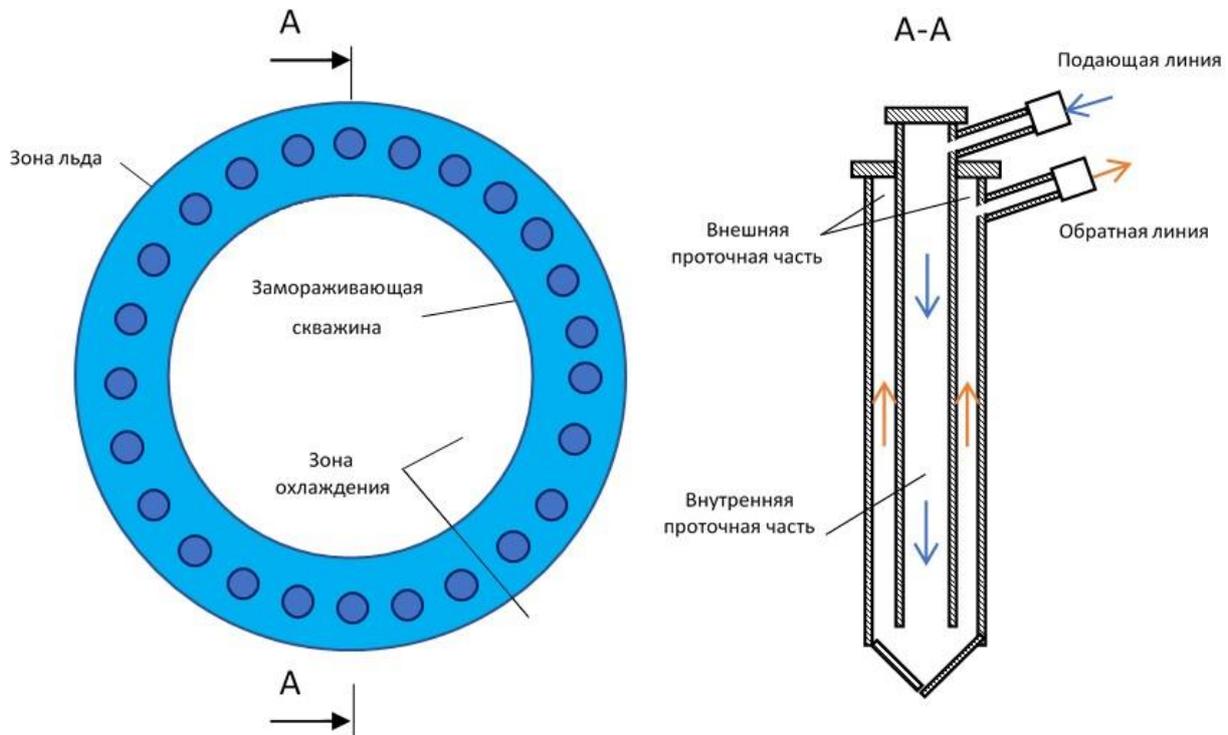


Рис. 1. Контур замораживающих скважин и рассольная схема искусственного замораживания пород
Fig. 1. Freezing pipes circuit and indirect (brine) method of artificial freezing of soils

Основные существующие подходы к расчету коэффициента теплоотдачи

В ранних работах по искусственному замораживанию грунтов и пород [12, 13] теплоотдача на границе замораживающей колонки с массивом моделировалась в предположении о бесконечно большом значении коэффициента теплопередачи от породного массива к хладоносителю в колонках. В этом случае температура массива на границе с замораживающей колонкой в точности равна температуре хладоносителя [14]. Данное допущение существенно облегчало процедуру получения аналитических решений уравнения баланса теплоты в замораживаемом массиве.

В работах [15, 16] рассмотрен другой интересный случай – теплоотдача по граничному условию II рода (на границе массива с замораживающей колонкой задается постоянный тепловой поток). Данное допущение также сделано для того, чтобы получить аналитическое решение, выраженное через функцию ошибок Гаусса (для прямоугольной области) или же интегрально-показательную функцию (для цилиндрической области).

Наиболее общим и правильным подходом к расчету искусственного замораживания является использование закона Ньютона–Рихмана и задание конвективного граничного условия III рода [9, 10]. Так, например, в монографии [9] расчет оттока теплоты от породного массива к хладоносителю,двигающемуся по замораживающим скважинам, основан на законе

Ньютона–Рихмана и связывает тепловой поток q_{12} ($\text{Вт}/\text{м}^2$) через границу между двумя средами – рассолом 1 и породным массивом 2 – с температурами этих сред T_1 и T_2 ($^{\circ}\text{C}$) на границе друг с другом:

$$q_{12} = \alpha(T_1 - T_2). \quad (1)$$

Здесь α – коэффициент теплопередачи от массива через обсадную колонку к замораживающему рассолу, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$. Этот коэффициент зависит от геометрии замораживающей колонки, скорости и свойств рассола.

В российской литературе по теплофизическим расчетам искусственного замораживания пород расчет коэффициента теплоотдачи осуществляется, как правило, с использованием подхода Н.Г. Трупака [9]. В монографии [9] при определении коэффициента α , присутствующего в (1), рассмотрено только два режима течения – ламинарный и турбулентный. Соответствующие формулы для расчета теплоотдачи в двух режимах течения представлены ниже:

$$\alpha_{\text{лам,1}} = \frac{15\lambda}{d_3} \left(\frac{3600 W d}{a} \right)^{0,23} \left(\frac{L}{d_3} \right)^{-0,5}, \quad (2)$$

$$\alpha_{\text{лам,2}} = 5,91 \frac{\lambda}{d_3} \left(\frac{3600 P e d}{L} \right)^{0,2}, \quad (3)$$

$$\alpha_{\text{турб}} = 0,153\lambda \left(\frac{\gamma}{a\mu} \right)^{0,435} \frac{W^{0,87}}{d_3^{0,13}}, \quad (4)$$

где λ – теплопроводность рассола, ккал/(м·ч·°С); $d_3 = d_3 - d_{\text{н}}$ – эффективный гидравлический диаметр, м; d_3 – внутренний диаметр замораживающей трубы, м; $d_{\text{н}}$ – внешний диаметр питающей трубы, м; L – длина трубы, м; W – средняя по сечению трубы скорость рассола, м/с; a – коэффициент температуропроводности рассола, м²/ч; γ – удельный вес рассола, кг/м³; μ – динамическая вязкость рассола, Па·с; Pe – число Пекле.

Следует отметить, что единицы измерения коэффициентов $\alpha_{\text{лам},1}$, $\alpha_{\text{лам},2}$ и $\alpha_{\text{турб}}$ в монографии [9] – ккал/(м²·ч·°С). Ламинарному режиму течения соответствуют числа Рейнольдса $Re < 2100$, в то время как турбулентному – $Re \geq 2100$. Для расчета коэффициента теплоотдачи в ламинарном режиме течения предложено две формулы. Формула (3) применима для замораживающих колонок небольшой глубины (до 120 м [10]), когда начальный участок тепловой стабилизации потока сопоставим с длиной замораживающей колонки и влияет на среднее значение коэффициента теплоотдачи. В то время как формула (2) применима, наоборот, для достаточно длинных замораживающих колонок, на подавляющем протяжении которых поток стабилизирован. В [9] рекомендуется использовать формулу (3) при $3600Pe d_3 > 30L$.

Недостатком такого подхода является отсутствие описания переходного режима течения в диапазоне чисел Рейнольдса от 2300 до 10000, при котором, согласно [17], характер зависимости коэффициента α от чисел Рейнольдса, Прандтля и Пекле принципиально отличен от ламинарного и переходного режимов. Также из формул (2), (3) неясно, есть ли плавный и непрерывный переход между зоной ламинарного течения и зоной турбулентного течения.

В [18] для расчета коэффициента теплоотдачи рассола в замораживающих колонках во всех режимах течения предложена универсальная эмпирическая формула:

$$\alpha_{\text{турб,ср}} = 1,66 \frac{\lambda^{0,682}}{d_3^{0,364}} \left(\frac{3600Wc\gamma}{L} \right)^{0,318}, \quad (5)$$

где c – теплоемкость рассола, ккал/(кг·°С).

В монографии М.А. Михеева [17] предложены формулы для определения среднего безразмерного коэффициента теплоотдачи (числа Нуссельта) при турбулентном и ламинарном режимах течения в результате анализа и обобщения экспериментальных данных:

$$Nu_{\text{турб,ср}} = 0,021 Re^{0,8} Pr^{0,43} \left(\frac{Pr}{Pr_{\text{ст}}} \right)^{0,25} \varepsilon_L, \quad (6)$$

$$Nu_{\text{лам,ср}} = 1,4 \left(Re \frac{d_3}{L} \right)^{0,4} Pr^{0,3} \left(\frac{Pr}{Pr_{\text{ст}}} \right)^{0,25}, \quad (7)$$

где Re – число Рейнольдса, рассчитанное для эквивалентного гидравлического диаметра в задаче, равного d_3 ; Pr – число Прандтля; $\left(\frac{Pr}{Pr_{\text{ст}}} \right)^{0,25}$ – множитель, учитывающий зависимость физических свойств от температуры и влияние направления теплового потока;

$Pr_{\text{ст}}$ – число Прандтля на стенке замораживающей трубы; ε_L – поправочный коэффициент на случай коротких замораживающих труб (значимость начального участка тепловой стабилизации потока).

Формулы (6), (7) широко распространены в теплотехнике и горной теплотехнике для расчетов коэффициента теплоотдачи в трубах кругового сечения.

В работах [19, 20] дана формула для расчета безразмерного коэффициента теплопередачи в коаксиальных трубах в ламинарном и турбулентном режимах течения с использованием ряда экспериментальных измерений:

$$Nu_{\text{лам},1} = 3,96 + 0,9a^{0,5}, \quad (8)$$

$$Nu_{\text{турб}} = \frac{\frac{f}{8} Pe}{1 + 11,7 \sqrt{\frac{f}{8} (Pr - 1)}}, \quad (9)$$

где a – отношение между внешним и внутренним диаметрами трубы (от 0 до 1); f – коэффициент трения.

Формула (8) соответствует случаю теплообмена с внешней стенкой и поддержания постоянной температуры на внешней стенке. Формула (9), являющаяся модификацией формулы Прандтля [21], не зависит от типа граничных условий на внешней стенке трубы. Переход от безразмерного коэффициента теплоотдачи (числа Нуссельта) к соответствующей размерной величине для всех режимов течения осуществляется с помощью формулы:

$$\alpha = Nu \frac{\lambda}{d_3}. \quad (10)$$

Здесь d_3 – эквивалентный гидравлический диаметр, м.

В работе [22] получена формула для коэффициента теплоотдачи при переходе от ламинарного режима течения к переходному режиму течения на начальном участке тепловой стабилизации потока (большие значения $Pe d_3/L$):

$$Nu_{\text{лам},2} = f_g \sqrt{Pe \frac{d_3}{L}}; \quad (11)$$

$$f_g = 1,615 [1 + 0,14a^{-0,5}]. \quad (12)$$

Здесь f_g – коэффициент трения; a – отношение между внутренним и внешним диаметрами трубы (от 0 до 1); L – длина трубы, м.

В работе [23] предложен еще один вариант формулы для коэффициента теплоотдачи в области переходного режима течения:

$$Nu_{\text{лам},3} = \left(\frac{2}{1 + 22Pr} \right)^{1/6} \sqrt{Pe \frac{d_3}{L}}. \quad (13)$$

В дальнейшем формулы (8), (9) и (11)–(13) были усовершенствованы и обобщены в работах [24–26]. Согласно [26], в ситуации теплообмена рассола только с внешней стенкой замораживающей колонки расчет безразмерного коэффициента теплопередачи в ламинарном, переходном и турбулентном режимах течения производится по формулам:

$$Nu_{\text{лам},2300} = \left[Nu_{\text{лам},4}^3 + \left(Nu_{\text{лам},5}^3 + Nu_{\text{лам},6}^3 \right) \Big|_{Re \rightarrow 2300} \right]^{1/3}, \quad (14)$$

$$Nu_{\text{лам},4} = 3,66 + 1,2a^{0,5}, \quad (15)$$

$$Nu_{\text{лам},5} = f_g Pe^{1/3} \frac{d_h}{L}, \quad (16)$$

$$Nu_{\text{лам},6} = \left(\frac{2}{1 + 22Pr} \right)^{1/6} \sqrt{Pe} \frac{d_h}{L}, \quad (17)$$

$$Nu_{\text{лам},\text{cp}} = \left[Nu_{\text{лам},4}^3 + Nu_{\text{лам},5}^3 \right]^{1/3}, \quad (18)$$

$$Nu_{\text{турб},10^4} = \frac{\left(\frac{f_{\text{ка}} \Big|_{Re \rightarrow 2300}}{8} \right) 10^4 Pr}{k_1 + 12,7 \sqrt{\frac{f_{\text{ка}} \Big|_{Re \rightarrow 2300}}{8}} \left(Pr^{\frac{2}{3}} - 1 \right)} \times \left[1 + \left(\frac{d_h}{L} \right)^{\frac{2}{3}} \right] F_{\text{ка}}, \quad (19)$$

$$Nu_{\text{турб},\text{cp}} = \frac{\left(\frac{f_{\text{ка}}}{8} \right) Pe}{k_1 + 12,7 \sqrt{\frac{f_{\text{ка}}}{8}} \left(Pr^{\frac{2}{3}} - 1 \right)} \left[1 + \left(\frac{d_h}{L} \right)^{\frac{2}{3}} \right] F_{\text{ка}}, \quad (20)$$

$$F_{\text{ка}} = 0,9 - 0,15a^{0,6}, \quad (21)$$

$$f_{\text{ка}} = \left(1,8 \log_{10} Re^* - 1,5 \right)^{-2}, \quad (22)$$

$$k_1 = 1,07 + \frac{900}{Re} - \frac{0,63}{1 + 10Pr}, \quad (23)$$

$$Re^* = Re \frac{(1 + a^2) \ln a + (1 - a^2)}{(1 - a)^2 \ln a}, \quad (24)$$

$$Nu_{\text{пер},\text{cp}} = (1 - \gamma) Nu_{\text{лам},2300} + \gamma Nu_{\text{турб},10^4}, \quad (25)$$

$$\gamma = \frac{Re - 2300}{7700}, \quad (26)$$

$$Re = \frac{W \rho (d_3 - d_n)}{\eta}. \quad (27)$$

Здесь $f_{\text{ка}}$ – коэффициент трения, соответствующий ситуации течения в коаксиальном канале; $F_{\text{ка}}$ – корреляционный коэффициент для случая теплоотдачи только через замораживающую трубу; $Nu_{\text{лам},\text{cp}}$ и $Nu_{\text{турб},\text{cp}}$ – средние числа Нуссельта в ламинарном и турбулентном режимах течения соответственно; $Nu_{\text{лам},2300}$ и $Nu_{\text{турб},10^4}$ – пограничные числа Нуссельта, используемые для расчета среднего числа Нуссельта $Nu_{\text{пер},\text{cp}}$ в переходной области.

В отличие от (2)–(4), ламинарный режим течения соответствует числам Re в диапазоне от 0 до 2300, а турбулентный режим течения – числам $Re > 10^4$. Принципиальной особенностью данной методики является пренебрежение теплообменом через обсадную колонну между прямым и обратным потоками рассола. Учесть данный теплообмен в рамках классических методик по расчету коэффициентов теплоотдачи не представляется возможным, поскольку традиционно

рассматривается только три типа граничных условий [20, 26, 27]:

- теплообмен или тепловой поток на внешней стенке;
- теплообмен или тепловой поток на внутренней стенке;
- равный теплообмен или тепловой поток на обеих стенках.

Еще одним недостатком этого метода, как и других известных в литературе методов, является неучет отклонений от соосности питающей и замораживающих труб [8]. Чаще всего данный фактор является неопределенным и не может быть измерен в практических условиях. Однако важно понимать степень влияния отклонения от соосности на величину коэффициента теплоотдачи.

В случае, когда течение рассола в вертикальной замораживающей колонке происходит в ламинарном режиме, возникает дополнительный фактор – действие гравитационных сил. Ввиду данного фактора режимы ламинарного течения в замораживающих колонках подразделяются на вязкостный и вязкостно-гравитационный [10, 17]. Ключевыми критериями здесь обычно являются числа Рэлея и Рейнольдса. Так, в работе [28] при $Ra > 8 \cdot 10^5$ предлагается рассматривать вязкостно-гравитационный режим течения рассола. В работе [10] выделяется четыре различных вида течений по направленности потока (вверх-вниз) и длине труб (достижение или недостижение тепловой и гидравлической стабилизации), представлены соответствующие формулы с эмпирическими коэффициентами. Фактор гравитационных сил может оказаться важным при расчете искусственного замораживания пород с помощью замораживающих колонок. Однако данный фактор, как правило, не учитывается в работах по искусственному замораживанию [9, 29] либо учитывается приближенно [10]. В методе (14)–(27) данный фактор также не учитывается. При этом в настоящей статье мы не будем его рассматривать. Это связано с желанием провести анализ основных существующих подходов к расчету коэффициента теплоотдачи с учетом только той физики, которая в них была заложена изначально (т. е. учет различной развитости режимов течения и различной стабилизированности теплообмена потока со стенкой).

В целом также следует отметить, что более корректное определение коэффициентов теплоотдачи в рамках более детализированных математических моделей тепловых процессов в движущемся рассоле возможно только посредством проведения двух- и трехмерного численного моделирования неизотермического течения рассола во внутренней и внешней проточных областях замораживающей колонки.

Сравнительный анализ методов расчета коэффициентов теплоотдачи

Сравнительный анализ основных описанных выше методов расчета коэффициента теплоотдачи представлен ниже для условий системы замораживания при строительстве стволов рудника Нежинского Горно-обогатительного комбината (ГОК) (рис. 2), а также

для условий системы замораживания при строительстве стволов рудника Гремячинского ГОК (рис. 3). Рассмотрены методы Н.Г. Трупака (2)–(4), ВНИИОМШС (5) и В. Гнилинского (14)–(27). Параметры систем замораживания, использованные при проведении численных расчетов, представлены в табл. 1, 2. Разница между двумя рассматриваемыми системам замораживания состоит в существенно разных длинах замораживающих колонок и существенно различных значениях динамической вязкости используемых рассолов.

Таблица 1. Теплофизические и геометрические параметры системы замораживания рудника Нежинского ГОК

Table 1. Thermophysical and geometric parameters of the freezing system for the shafts of the Nezhinsky Mining and Processing Plant

Параметр Parameter	Значение Value
Внутренний диаметр замораживающей трубы, м Freezing pipe inner diameter, m	0,146
Внешний диаметр питающей трубы, м Supply pipe outer diameter, m	0,1
Длина замораживающей колонки, м Freezing column length, m	160
Содержание соли CaCl ₂ в рассоле, % Salt CaCl ₂ content in brine, %	29,4
Динамическая вязкость рассола, Па·с Brine dynamic viscosity, Pa·s	0,0212
Плотность рассола, кг/м ³ /Brine density, kg/m ³	1280
Удельная теплоемкость рассола, Дж/(кг·°C) Brine specific heat capacity, J/(kg·°C)	2659
Теплопроводность рассола, Вт/(м·°C) Brine thermal conductivity, W/(m·°C)	0,49
Число Прандтля/Prandtl number	0,7

Таблица 2. Теплофизические и геометрические параметры системы замораживания рудника Гремячинского ГОК

Table 2. Thermophysical and geometrical parameters of the freezing system of the shafts of Gremyachinsky Mining and Processing Plant

Параметр Parameter	Значение Value
Внутренний диаметр замораживающей трубы, м Freezing pipe inner diameter, m	0,125
Внешний диаметр питающей трубы, м Supply pipe outer diameter, m	0,086
Длина замораживающей колонки, м Freezing column length, m	827
Тип рассола/Brine type	Tyfoxit F50
Динамическая вязкость рассола, Па·с Brine dynamic viscosity, Pa·s	0,0032
Плотность рассола, кг/м ³ /Brine density, kg/m ³	1358
Удельная теплоемкость рассола, Дж/(кг·°C) Brine specific heat capacity, J/(kg·°C)	2570
Теплопроводность рассола, Вт/(м·°C) Brine thermal conductivity, W/(m·°C)	0,405
Число Прандтля/Prandtl number	0,7

На рис. 2, 3 представлены зависимости размерных коэффициентов теплоотдачи от скорости рассола во внешней проточной области для обоих рассматриваемых случаев. Коэффициенты теплоотдачи приведены к единым размерностям, соответствующим систе-

ме СИ. Эквивалентный гидравлический диаметр во всех случаях считался как разница между внутренним диаметром замораживающей трубы и внешним диаметром питающей трубы. Ось y на обоих графиках имеет логарифмическую шкалу. Непрерывными линиями показаны результаты по аналитическим формулам, точками – результаты численного моделирования теплоотдачи от породного массива к рассолу, выполненного в программном комплексе Ansys Fluent авторами работы. В численной модели расчет размерного коэффициента теплоотдачи производится не по формуле (10), а исходя из вычисленного перепада температур на отрезке замораживающей колонки с помощью формулы:

$$\alpha = \frac{\rho W S \Delta T}{PL(T_{ст} - T_0)} \quad (28)$$

Здесь S – площадь поперечного сечения внешней проточной части замораживающей колонки, м²; P – периметр внешней стенки замораживающей колонки, м; L – длина участка, м; ΔT – рассчитанный перепад температур на этом участке, °C; T_0 – начальная температура рассола, °C; $T_{ст}$ – температура стенок, °C.

Численный расчет основан на решении системы балансовых уравнений (усредненных по Рейнольдсу) для массы, импульса и энергии. Замыкание системы уравнений осуществлялось с помощью двухпараметрической модели турбулентности SST k - ω . Рассматривалась ситуация установившегося течения рассола по замораживающей колонке в трехмерном случае. Ввиду наличия пространственной осевой симметрии в задаче рассматривалась одна четвертая часть внешнего проточного сечения замораживающей колонки. Теплообмен с питающей трубой и смещение этой трубы в горизонтальной плоскости не рассматривались.

На входе задавалось граничное условие в виде однородного поля скоростей рассола, а на выходе – нулевое статическое давление. На границах симметрии задавался нулевой поток всех величин через границу симметрии. На твердых стенках колонки задавалось прилипание потока. Шероховатость не учитывалась.

На предварительном этапе моделирования было построено несколько конечно-объемных сеток для проверки независимости решения от способа дискретизации расчетного домена. Во внутренних узлах расчетной области строилась нерегулярная тетраэдрическая сетка, а на стенках задавался призматический пограничный слой. Его толщина выбиралась исходя из расчетного значения параметра Y^+ . Величина параметра Y^+ контролировалась таким образом, чтобы его среднее значение на стенках исследуемого участка замораживающей колонки не превышало значение 3,0.

Из рис. 2, 3 видно, что расхождение между всеми тремя методами расчета коэффициента теплоотдачи существенно: в ламинарной зоне максимальное расхождение между кривыми составляет более 50 %, а в турбулентной зоне коэффициенты теплоотдачи могут отличаться на порядок.

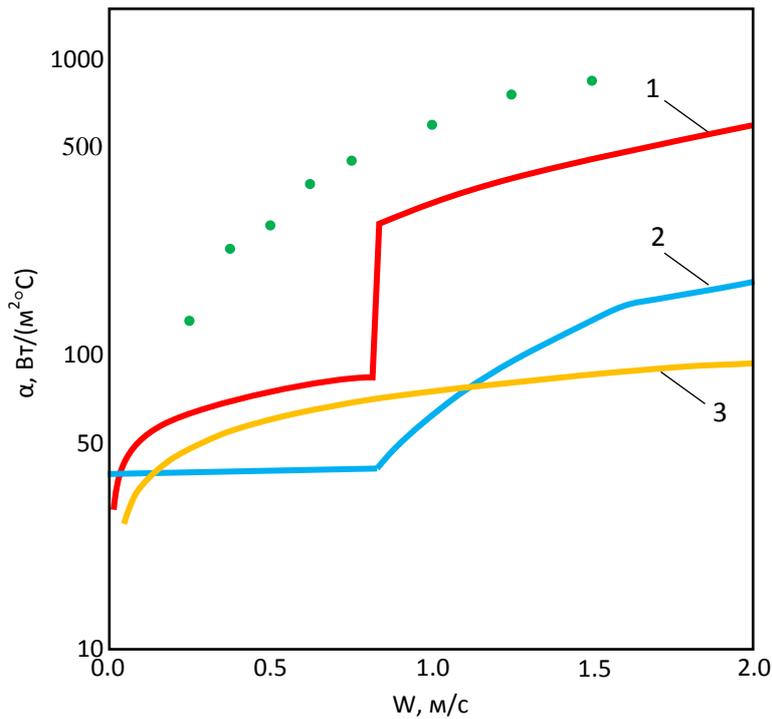


Рис. 2. Зависимости коэффициента теплоотдачи от скорости движения рассола для системы замораживания рудника Нежинского ГОК: 1 – метод Н.Г. Трупака, 2 – метод В. Гнилинского, 3 – метод ВНИИОМШС, точки – результат численного моделирования

Fig. 2. Dependences of the heat transfer coefficient on the velocity of brine movement for the freezing system in shafts of the Nezhdinsky Mining and Processing Plant: 1 – N.G. Trupak method, 2 – V. Gnilinsky method, 3 – VNIOMShS method, points – the result of numerical modeling

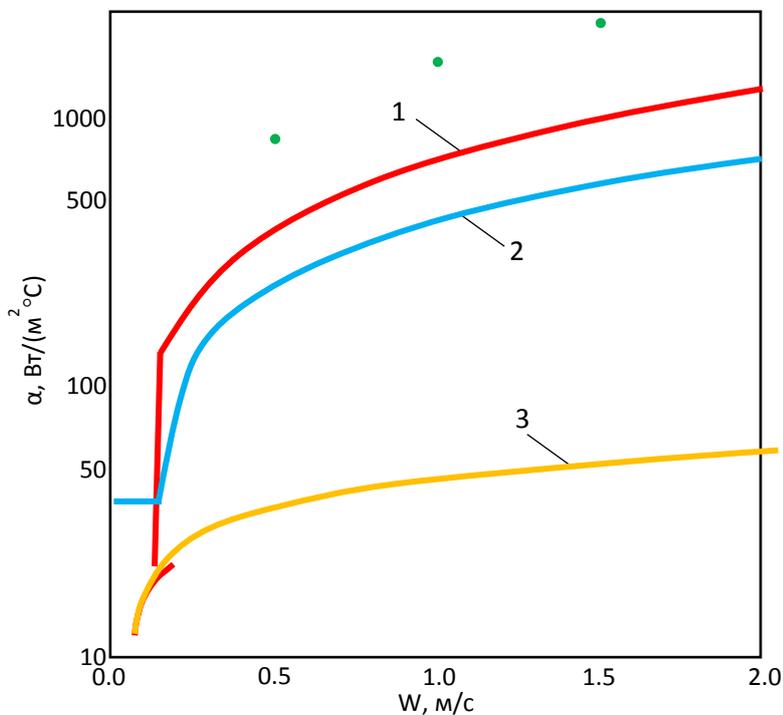


Рис. 3. Зависимости коэффициента теплоотдачи от скорости движения рассола для системы замораживания рудника Гремячинского ГОК, точки – результат численного моделирования

Fig. 3. Dependences of the heat transfer coefficient on the velocity of the brine movement for the freezing system in shafts of the Gremyachinsky Mining and Processing Plant, points – the result of numerical simulation

В основном это связано с заниженной величиной коэффициента теплоотдачи, получаемой по формуле (5) ВНИИОМШС. Для метода Н.Г. Трупака на кривых α - W присутствует скачок при переходе от формулы ламинарного (2) к формуле турбулентного (4) режима течения. Этот разрыв может быть устранен при использовании сглаженного перехода от (2) к (4) с использованием зависимости аналогичной (25), (26). Если в рамках метода Н.Г. Трупака коэффициент теплоотдачи в ламинарной зоне ощутимо меняется с ростом Re , то в рамках метода В. Гнилинского коэффициент теплоотдачи в ламинарной зоне является практически постоянным и не зависящим от скорости рассола. Такое качественно разное поведение кривых в ламинарной зоне обусловлено, по видимому, тем, что в методе Н.Г. Трупака в ламинарном режиме течения для обеих формул влияния начального участка тепловой стабилизации потока на величину коэффициента теплоотдачи является ощутимым – для формулы (3) в большей степени, а для формулы (2) в меньшей.

Примечательно, что все три метода расчета (Н.Г. Трупака, ВНИИОМШС, В. Гнилинского) дают более низкий коэффициент теплоотдачи, чем по результатам численного моделирования. Наиболее близким к результатам численного моделирования является метод Н.Г. Трупака (2)–(4), однако даже в рамках этого метода коэффициент теплоотдачи всюду ниже, чем соответствующее ему значение, рассчитанное численно. Их относительная разница для определенных скоростей превышает 50 %. При этом из рис. 3, а видно, что переходный режим течения между ламинарной и турбулентной зонами в рамках численной модели лежит в диапазоне скоростей рассола 0,5–0,7 м/с, в рамках метода Н.Г. Трупака переход происходит при скорости ~0,8 м/с, а в рамках метода В. Гнилинского – в диапазоне скоростей от 0,8 до 1,6 м/с.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иудин М.М. Обеспечение безопасности устойчивости ствола при оттаивании ледопородного ограждения // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2009. – Т. 6. – № 1. – С. 46–50.
2. Artificial ground freezing: a review of thermal and hydraulic aspects / M.A. Alzoubi, M. Xu, F.P. Hassani, S. Poncet, A.P. Sasmito // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2020. – V. 104. – P. 103–109.
3. Левин Л.Ю., Семин М.А., Паршаков О.С. Совершенствование методов прогнозирования состояния ледопородного ограждения строящихся шахтных стволов с использованием распределенных измерений температуры в контрольных скважинах // Записки Горного института. – 2019. – Т. 237. – № 5. – С. 268–274.
4. Оптимизация процессов формирования ледопородного ограждения при сооружении шахтных стволов / Л.Ю. Левин, И.И. Головатый, Д.А. Диудин, О.С. Паршаков // Горный журнал. – 2018. – Т. 9. – № 8. – С. 48–53.
5. Левин Л.Ю., Семин М.А., Паршаков О.С. Математическое прогнозирование толщины ледопородного ограждения при проходке стволов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2017. – Т. 78. – № 5. – С. 154–161.
6. Левин Л.Ю., Колесов Е.В., Семин М.А. Исследование динамики ледопородного ограждения в условиях повреждения за-

Заключение

Несмотря на многообразие существующих в практике методов расчета коэффициента теплоотдачи в трубах с кольцевыми сечениями, использование данных методов для расчета теплоотдачи от породного массива к рассолу через стенку замораживающих колонок при рассольном способе замораживания не всегда корректно. Существующие на сегодняшний день методы расчета коэффициента теплоотдачи плохо согласуются между собой и включают в себя ряд допущений, обоснованность которых для рассматриваемой задачи не исследовалась должным образом.

В частности, представляет интерес проведение дальнейших исследований влияния на величину коэффициента теплоотдачи таких факторов, как:

- теплообмен между прямым и обратным потоками рассола в замораживающих колонках;
- влияние неустановившихся полей скорости и температуры в обратном потоке рассола на начальном участке замораживающей колонки (вблизи башмака колонки);
- чувствительность величины коэффициента теплоотдачи к отклонению от соосности питающей и замораживающих труб.

Кроме того, важно получить решение, обеспечивающее гладкое сопряжение функциональных зависимостей коэффициента теплоотдачи от скорости потока рассола для ламинарного и турбулентного режимов течения.

По мнению авторов статьи, решение указанных задач может быть достигнуто путем проведения многопараметрического моделирования течений рассола в замораживающих колонках с использованием методов вычислительной динамики жидкости и газа, а также лабораторных исследований.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках проекта Международных исследовательских групп (соглашение № С-26/563).

7. Николаев П.В., Шуплик М.Н. Математическое моделирование процесса искусственного замораживания грунтов с применением твердого диоксида углерода // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – Т. 27. – № 11. – С. 257–265.
8. Liu S., Li X., Wang D. Numerical simulation of the coal temperature field evolution under the liquid nitrogen cold soaking // Arabian Journal of Geosciences. – 2020. – V. 13. – Статья № 1215.
9. Трупаков Н.Г. Замораживание горных пород при проходке стволов. – М.: Изд-во «Углетехиздат», 1954. – 896 с.
10. Насонов И.Д., Щуплик М.Н. Закономерности формирования ледопородных ограждений при сооружении стволов шахт. – М.: Изд-во «Недра», 1976. – 237 с.
11. A study on heat-carrying capacity of brine on development of frozen soil in artificial ground freezing model testing / R.C. Huang, M. Chang, Y.S. Lin, B.Y. Liu // Proc. of the 16th Asian Regional Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering. – Taipei, Taiwan, 2019. – V. 10. – P. 1–4.
12. Лейбензон Л.С. К вопросу о затвердевании земного шара из первоначального расплавленного состояния // Изв. АН СССР. Серия географ. и геофиз. наук. – 1939. – № 6. – С. 625–661.

13. Хакимов Х.Р. Замораживание грунтов в строительных целях. – М.: Изд-во «Госстройиздат», 1962. – 188 с.
14. Thermal and hydraulic analysis of selective artificial ground freezing using air insulation: experiment and modeling / A. Zueter, A. Nie-Rouquette, M.A. Alzoubi, A.P. Sasmito // Computers and Geotechnics. – 2020. – V. 120. – P. 66–69.
15. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. – М.: Изд-во «Наука», 1964. – 488 с.
16. Лыков А.В. Теория теплопроводности. – М.: Изд-во «Высшая школа», 1967. – 600 с.
17. Михеев М.А. Основы теплопередачи. – М.: Изд-во ГЭИ, 1956. – 390 с.
18. Временное руководство по проектированию процесса замораживания пород для проходки вертикальных стволов шахт. – Харьков: Изд-во ВНИИОМШС, 1971. – 101 с.
19. Петухов Б.С. Теплообмен в ядерных энергетических установках / Б.С. Петухов, Л.Г. Генин, С.А. Ковалев и др. 3-е изд., перераб и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 548 с.
20. Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – М.: Изд-во «Энергия», 1967. – 409 с.
21. Prandtl L. Führer durch die Strömungslehre, Braunschweig. – Germany: Verlag Vieweg, 1965. – 523 p.
22. Stephan K. Wärmeübergang bei turbulenter und laminarer Strömung in Ringspalten // Chem-Ing-Techn. – 1962. – V. 34. – P. 207–212.
23. Operational behaviour and heat transfer in a thermosiphon desorber at sub-atmospheric pressure. P. I: The model / Q.D. Trinh, T.A. Vu, J. Albers, F. Ziegler // International Journal of Refrigeration. – 2019. – V. 108. – № 5. – P. 246–257.
24. Gnielinski V. On heat transfer in tubes // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2013. – V. 63. – P. 134–140.
25. Gnielinski V. Heat transfer coefficients for turbulent flow in concentric annular ducts // Heat Transfer Engineering. – 2009. – V. 6. – P. 431–436.
26. Gnielinski V. G2 heat transfer in concentric annular and parallel plate ducts // VDI Heat Atlas. – 2010. – V. 15. – P. 701–708.
27. Field experiment and stochastic model of uncertain thermal processes of artificial frozen wall around multi-circle freezing pipe / T. Wang, G. Zhou, D. Xu, D. Wang, J. Wang // International Journal of Thermal Sciences. – 2021. – V. 160. – P. 106–118.
28. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. – М.: Энергия, 1975. – 488 с.
29. Modeling heat transfer between a freeze pipe and the surrounding ground during artificial ground freezing activities / M. Vitel, A. Rouabhi, M. Tijani, F. Guérin // Computers and Geotechnics. – 2015. – V. 63. – P. 99–111.

Поступила: 09.11.2021 г.

Информация об авторах

Семина М.А., кандидат технических наук, научный сотрудник Горного института УрО РАН.

Головатый И.И., генеральный директор ОАО «Беларуськалий».

Бородавкин Д.А., младший научный сотрудник Горного института УрО РАН.

UDC 622.253.35

ANALYSIS OF METHODS FOR CALCULATING HEAT TRANSFER BETWEEN BRINE IN THE FREEZING PIPES AND SURROUNDING SOILS

Mikhail A. Semin¹,
seminma@inbox.ru

Ivan I. Golovaty²,
belaruskali.office@kali.by

Dmitry A. Borodavkin¹,
borodavkin.dmitriy@gmail.com

¹ Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences,
78a, Sibirskaya street, Perm, 614007, Russia.

² JSC «Belaruskali»,
5, Korzh street, Soligorsk, 223710, Republic of Belarus.

The relevance of the study follows from the high demand for artificial freezing of soils in sinking vertical mine shafts. Analysis of methods for calculating heat transfer between brine in freezing columns and surrounding soil makes it possible to further improve the methods for calculating heat transfer coefficients. The research results will be useful for designing freezing systems in shaft construction.

The main aim of the research is to analyze the existing methods for calculating heat transfer between the coolant in the freezing column and the surrounding rocks, to determine the main ways to further improve the methods for calculating heat transfer in conditions of coaxial freezing columns

Objects: the system «brine – freezing pipe – frozen soil».

Methods: comparative analysis of existing methods for calculating heat transfer, numerical simulation in the Ansys Fluent software package.

Results. The authors have carried out the comparative analysis of the existing approaches and methods for calculating the heat transfer coefficient through the wall of the freezing pipe between the brine (coolant) moving along it and the frozen soil. The paper describes the reasons for discrepancy between the results when using various methods for calculating heat transfer. The authors have carried out the comparative analysis of the heat transfer coefficients obtained by various calculation methods, as well as as a result of numerical three-dimensional modeling of the brine flow. The drawbacks of the existing methods for calculating heat transfer are shown and the main ways of further improving the methods for calculating heat transfer under conditions of coaxial freezing columns are determined: taking into account heat transfer between the forward and reverse brine flows in the freezing columns, analyzing the effect of transient velocity and temperature fields in the reverse brine flow at the initial section of the freezing column (near the column shoe), analysis of the sensitivity of the value of the heat transfer coefficient to deviation from the alignment of the supply and freezing pipes.

Key words:

Frozen wall, artificial freezing, indirect freezing, heat transfer, freezing pipe, brine, heat transfer coefficient.

The research was financially supported by the Administration of Perm region within the project of International research groups (agreement no. C-26/563).

REFERENCES

- Iudin M.M. Ensuring the stability of the trunk during the thawing of the ice wall. *Bulletin of the North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov*, 2009, vol. 1, pp. 46–50. In Rus.
- Alzoubi M.A., Xu M., Hassani F.P., Poncet S., Sasmito A.P. Artificial ground freezing: a review of thermal and hydraulic aspects. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2020, vol. 104, pp. 103–109.
- Levin L.Yu., Semin M.A., Parshakov O.S. Improving methods of frozen wall state prediction for mine shafts under construction using distributed temperature measurements in test wells. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 237, no. 13, pp. 268–274.
- Levin L.Yu., Golovaty I.I., Diulin D.A., Parshakov O.S. Optimization of frozen wall formation in shaft construction. *Gornyi zhurnal*, 2018, no. 8, pp. 48–53. In Rus.
- Levin L.Yu., Semin M.A., Parshakov O.S. Mathematical Prediction of Frozen Wall Thickness in Shaft Sinking. *Journal of Mining Science*, 2017, vol. 53, no. 5, pp. 938–944. In Rus.
- Levin L.Yu., Kolesov E.V., Semin M.A. Investigation of the dynamics of the ice wall under conditions of damage to the freezing columns during sinking of mine shafts. *Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2016, vol. 11, pp. 257–265. In Rus.
- Nikolaev P.V., Shuplik M.N. Mathematical modeling of the process of artificial freezing of soils with the use of solid carbon dioxide. *Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2015, vol. 11, pp. 243–251. In Rus.
- Liu S., Li X., Wang D. Numerical simulation of the coal temperature field evolution under the liquid nitrogen cold soaking. *Arabian Journal of Geosciences*, 2020, vol. 13, art. no. 1215.
- Trupak N.G. *Zamorazhivanie gornyykh porod pri prokhozke stvolov* [Freezing of rocks during shaft sinking]. Moscow, Ugletekhizdat Publ., 1954. 896 p.
- Nasonov I.D., Shchuplik M.N. *Zakonomernosti formirovaniya ledopородnykh ograzhdeniy pri sooruzhenii stvolov shakht* [Regularities of the formation of ice walls during the construction of mine shafts]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 237 p.
- Huang R.C., Chang M., Lin Y.S., Liu B.Y. A study on heat-carrying capacity of brine on development of frozen soil in artificial ground freezing model testing. *Proc. of the 16th Asian Regional Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering*. Taipei, Taiwan, 2019. Vol. 10, pp. 1–4.
- Leibenzon L.S. On the question of the solidification of the globe from the initial molten state. *Izv. Academy of Sciences of the USSR. A series of geographers and geophysicists. Sciences*, 1939, vol. 6, pp. 625–661. In Rus.
- Khakimov Kh.R. *Zamorazhivanie gruntov v stroitelnykh tselyakh* [Freezing of soils for construction purposes]. Moscow, Gosstroyizdat Publ., 1962. 188 p.

14. Zueter A., Nie-Rouquette A., Alzoubi M.A., Sasmito A.P. Thermal and hydraulic analysis of selective artificial ground freezing using air insulation: experiment and modeling. *Computers and Geotechnics*, 2020, vol. 120, pp. 66–69.
15. Carslow G., Jaeger D. *Teploprovodnost tverdykh tel* [Thermal conductivity of solid bodies]. Moscow, Nauka Publ., 1964. 488 p.
16. Lykov A.V. *Teoriya teploprovodnosti* [Heat conduction theory]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1967. 600 p.
17. Mikheev M.A. *Osnovy teploperedachi* [Basics of heat transfer]. Moscow, SEI Publ. house, 1956. 390 p.
18. *Vremennoe rukovodstvo po proektirovaniyu protsessa zamorazhivaniya porod dlya prokhodki vertikalnykh stvolov shakht* [Interim guidance on the design of the process of freezing rocks for sinking vertical shafts]. Kharkov, VNIOMShS Publ., 1971. 101 p.
19. Petukhov B.S. *Teploobmen v yadernykh energeticheskikh ustanovkakh* [Heat exchange in nuclear power plants]. Moscow, MPEI Publ. house, 2003. 548 p.
20. Petukhov B.S. *Teploobmen i soprotivlenie pri laminarnom techenii zhidkosti v trubakh* [Heat transfer and resistance in laminar flow of liquid in pipes]. Moscow, Energiya Publ., 1967. 409 p.
21. Prandtl L. *Führer durch die Strömungslehre*, Braunschweig [Fluid Mechanics Guide]. Braunschweig, Germany, Verlag Vieweg, 1965. 523 p.
22. Stephan K. Wärmeübergang bei turbulenter und laminarer Strömung in Ringspalten [Heat transfer in turbulent and laminar flow in annular tubes]. *Chem -Ing -Techn.*, 1962, vol. 34, pp. 207–212.
23. Trinh Q.D., Vu T.A., Albers J., Ziegler F. Operational behaviour and heat transfer in a thermosiphon desorber at sub-atmospheric pressure. P. I: The model. *International Journal of Refrigeration*, 2019, vol. 108, no. 3, pp. 246–257.
24. Gnielinski V. On heat transfer in tubes. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2013, vol. 63, pp. 134–140.
25. Gnielinski V. Heat transfer coefficients for turbulent flow in concentric annular ducts. *Heat Transfer Engineering*, 2009, vol. 6, pp. 431–436.
26. Gnielinski V. G2 heat transfer in concentric annular and parallel plate ducts. *VDI Heat Atlas*, 2010, vol. 15, pp. 701–708.
27. Wang T., Zhou G., Xu D., Wang D., Wang J. Field experiment and stochastic model of uncertain thermal processes of artificial frozen wall around multi-circle freezing pipe. *International Journal of Thermal Sciences*, 2021, vol. 160, pp. 106–118.
28. Isachenko V.P., Osipova V.A., Sukomel A.S. *Teploperedacha* [Heat transfer]. Moscow, Energiya Publ., 1975. 488 p.
29. Vitel M., Rouabhi A., Tijani M., Guérin F. Modeling heat transfer between a freeze pipe and the surrounding ground during artificial ground freezing activities. *Computers and Geotechnics*, 2015, vol. 63, pp. 99–111.

Received: 9 November 2021.

Information about the authors

Mikhail A. Semin, Cand. Sc., researcher, Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

Ivan I. Golovaty, general director, JSC «Belaruskali».

Dmitry A. Borodavkin, junior researcher, Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 621.315.62

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПРОПИТКИ ОБМОТОК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ОБЩЕПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ И ГОРНОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТЯХ

Смирнов Геннадий Васильевич,
smirnov@main.tusur.ru

Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники,
Россия, 634045, г. Томск пр. Ленина, 40.

Актуальность работы связана с тем, что в настоящее время технологические процессы разведки, добычи, транспортировки георесурсов в нефтедобывающей, горнорудной, угольной, химической и других отраслях промышленности подвержены высокому уровню механизации и автоматизации с участием электрических машин. Надежность и безотказность работы этих машин зависят от состояния витковой изоляции, роль которой играет изоляция обмоток электродвигателей. Показатели надежности этого элемента обмоток закладываются в процессе их производства. При этом существенный вклад в упомянутые показатели вносит технологическая операция пропитки. От того, насколько качественно проведена данная операция, зависит вероятность скрытия дефектов в изоляции обмоток, тепловые свойства электродвигателей, влагостойкость и монолитность обмоток. Поэтому совершенствование процесса пропитки и повышение её эффективности являются весьма злободневными.

Цель: создать математическую модель технологической операции пропитки с применением электростатической зарядки струи пропиточного состава и показать, что добиться снижения уровня индуцированного напряжения, используемого для электростатической зарядки струи пропиточного состава, можно путем усиления электрического поля в области сопла, из которого осуществляется полив лобовых частей обмотки пропиточным составом, за счет придания соплу определенной формы.

Методы. При создании математической модели применялись классические методы решения дифференциальных уравнений, описывающих электромагнитные поля, и экспериментальные исследования, позволившие установить адекватность созданной модели.

Результаты. Приведены результаты моделирования и исследований новой технологии пропитки обмоток электрических машин электростатически заряженной струей пропиточного состава. Создана математическая модель, связывающая коэффициент усиления поля на вершине эллипсоидного сопла с его геометрическими параметрами. Проведена экспериментальная проверка полученной модели, и показана адекватность модели экспериментальным результатам. Представлены данные практического применения полученной модели на заводских установках, показывающие реальную возможность снижения уровня напряжения на сопле и эффективности предлагаемой пропитки обмоток. Показаны преимущества предлагаемой технологии в сравнении с типовыми технологиями пропитки на основе данных, полученных в реальном производстве. Предлагаемая технология позволит существенно снизить вероятность заводского брака из-за витковых замыканий в обмотке, повысить показатели безотказности выпускаемых электродвигателей в процессе приработки и эксплуатации.

Ключевые слова:

Обмотка, система управления, автоматизация, пропитка, состав, струйный способ пропитки, напряженность электрического поля, электростатическая зарядка пропиточного состава, индукционный способ зарядки частиц, качество пропитки, эллипсоид, напряжение, изоляция.

Введение

Пропитка обмоток – многоцелевая технологическая операция, призванная скрыть дефекты в корпусной и витковой изоляции, снизить пооперационные технологические отказы обмоток и в целом повысить надежность изделий [1]. Пропитка обмоток электродвигателей приводит к одновременному изменению тепловых, влагозащитных и электроизоляционных свойств обмоток.

При традиционных технологиях пропитки (струйно-капельная или с применением вакуума и давления) наблюдается относительно невысокая степень «залечивания» дефектов, снижающаяся с возрастанием протяженности дефектов. В пленке пропиточного состава, скрывающей дефекты, в процессе эксплуатации электрической машины проявляется повышенная скорость дефектообразования. Оба упомянутых фактора приводят к падению качественных показателей обмоток и снижению их срока службы [2–23].

Весьма актуальной задачей является повышение показателей надежности всех электродвигателей, но чрезвычайно ответственной задачей является повышение надежности и безотказности электродвигателей, работающих в наиболее ответственных отраслях, таких как нефтедобывающая, угольная и горнодобывающая промышленность. Это связано с тем, что отказ электроприводов, работающих в упомянутых отраслях, не только приводит к огромным экономическим потерям, но может вызвать гибель людей.

Разработанная нами технология пропитки обмоток электростатически заряженной струей пропиточного состава не только изменяет условия проникновения пропиточного состава в обмотку, но и приводит к модификации пропиточного состава, вызывающей изменения его физико-химических свойств [24]. Сущность предложенной технологии пропитки заключается в том, что частицы струи пропиточного состава в процессе пропитки электростатически заряжаются

индукционным способом [25, 26]. Механизм индукционного способа электростатической зарядки частиц включает в себя поляризацию частицы в электрическом поле и нейтрализацию одного из зарядов. Это происходит не только при контакте с электродом, но и в сильном электрическом поле. Одним из условий эффективной электростатической зарядки частиц пропиточного состава является необходимость создания в области протекания частиц пропиточного состава и напряженности электрического поля не ниже 10 кВ/см [27]. Для обеспечения такой напряженности в однородном электрическом поле при расстояниях в несколько сантиметров требуется подать на сопло, через которое проходят частицы пропиточного состава, напряжение в несколько кВ, что существенно усложняет процесс пропитки. Для того чтобы снизить потенциал, необходимый для эффективной электростатической зарядки частиц, нужно повысить напряженность электрического поля в области электростатической зарядки.

Расчет коэффициента усиления напряженности в резко неоднородном поле

Одной из возможностей повышения напряженности является путь создания резко неоднородного поля.

Найдем коэффициент усиления поля на вершине выступа, считая, что он имеет форму эллипсоида вращения. Для нахождения коэффициента усиления поля необходимо решить уравнение Лапласа. В рассматриваемом случае это уравнение удобнее решать в эллиптических координатах. Связь эллиптических координат с декартовыми задается формулами [28]

$$\begin{cases} x = a\sqrt{(\sigma^2 - 1)(1 - \vartheta^2)}\cos\varphi; \\ y = a\sqrt{(\sigma^2 - 1)(1 - \vartheta^2)}\sin\varphi; \\ z = a\sigma\vartheta, \end{cases} \quad (1)$$

где $2a$ – расстояние между фокусами эллипсоида вращения; $\sigma, \vartheta, \varphi$ – эллиптические координаты, причем $\sigma \geq 1, 0 \leq \vartheta \leq 1, 0 \leq \varphi \leq \pi$.

С учетом связи декартовых и эллиптических координат (1) и симметрии поля относительно координаты φ уравнение Лапласа запишется в виде

$$\frac{\partial}{\partial \sigma} \left[(\sigma^2 - 1) \frac{\partial U}{\partial \sigma} \right] + \frac{\partial}{\partial \vartheta} \left[(1 - \vartheta^2) \frac{\partial U}{\partial \vartheta} \right] = 0. \quad (2)$$

Граничные условия: $U|_{\vartheta=0} = 0$ – потенциал у основания эллипсоида вращения; $U|_{\sigma=\sigma_0} = 0$ – потенциал на вершине эллипсоида;

$\frac{\partial U}{\partial \sigma} \Big|_{\sigma=\infty} = E_0 \frac{\partial z}{\partial \sigma}$ – напряженность электрического поля на бесконечности.

Указанные граничные условия и связь эллиптических координат с декартовыми координатами демонстрирует рис. 1.

Решение уравнения (2) будем искать в виде произведения двух функций, одна из которых зависит от σ , а другая – от ϑ .

$$U = f_1(\sigma)f_2(\vartheta). \quad (3)$$

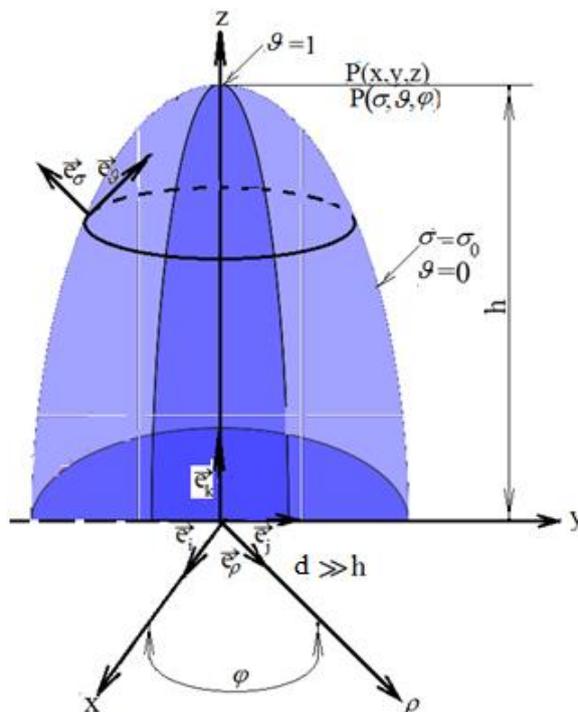


Рис. 1. Эллиптическая система координат

Fig. 1. Elliptical coordinate system

Для функций $f_1(\sigma)$ и $f_2(\vartheta)$ граничные условия переписываются в виде:

$$f_1(\sigma)|_{\sigma=\sigma_0} = 0; \quad (4)$$

$$f_2(\vartheta)|_{\vartheta=0} = 0; \quad (5)$$

$$\frac{\partial U}{\partial \sigma} \Big|_{\sigma=\infty} = E_0 \frac{\partial z}{\partial \sigma}, \quad (6)$$

где E_0 – макронапряженность поля в промежутке.

Подставив (3) в (2), получим

$$f_2(\vartheta) \frac{\partial}{\partial \sigma} \left[(\sigma^2 - 1) \frac{\partial f_1(\sigma)}{\partial \sigma} \right] + f_1(\sigma) \frac{\partial}{\partial \vartheta} \left[(1 - \vartheta^2) \frac{\partial f_2(\vartheta)}{\partial \vartheta} \right] = 0. \quad (7)$$

Перепишем выражение (7) в виде

$$\begin{aligned} & \frac{1}{f_1(\sigma)} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left[(\sigma^2 - 1) \frac{\partial f_1(\sigma)}{\partial \sigma} \right] = \\ & = - \frac{1}{f_2(\vartheta)} \frac{\partial}{\partial \vartheta} \left[(1 - \vartheta^2) \frac{\partial f_2(\vartheta)}{\partial \vartheta} \right] = 0. \end{aligned} \quad (8)$$

Производные по разным координатам в выражении (8) равны, что может быть справедливым лишь при условии равенства левой и правой частей выражения постоянному числу. Обозначим его λ .

$$\frac{1}{f_1(\sigma)} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left[(\sigma^2 - 1) \frac{\partial f_1(\sigma)}{\partial \sigma} \right] = \lambda; \quad (9)$$

$$- \frac{1}{f_2(\vartheta)} \frac{\partial}{\partial \vartheta} \left[(1 - \vartheta^2) \frac{\partial f_2(\vartheta)}{\partial \vartheta} \right] = \lambda. \quad (10)$$

Выражения (9) и (10) можно записать в виде

$$(\sigma^2 - 1) \frac{\partial^2 f_1(\sigma)}{\partial \sigma^2} + 2\sigma \frac{\partial f_1(\sigma)}{\partial \sigma} - \lambda f_1(\sigma) = 0, \quad (11)$$

$$(1 - \varrho^2) \frac{\partial^2 f_2(\varrho)}{\partial \varrho^2} - 2\varrho \frac{\partial f_2(\varrho)}{\partial \varrho} + \lambda f_2(\varrho) = 0. \quad (12)$$

Решением уравнения (12) будут полиномы Лежандра, если $\lambda = n(n+1)$ [28].

Полиномы Лежандра первого рода имеют вид

$$P(\varrho) = \frac{1}{2^n n!} \frac{\partial^n}{\partial \varrho^n} (\varrho^2 - 1)^n. \quad (13)$$

Как следует из выражения (13), все четные полиномы Лежандра имеют свободный член, поэтому с учетом граничного условия (5) они не могут быть решением уравнения (12). Таким образом, уравнению (12) удовлетворяют только полиномы Лежандра, имеющие степень $n=2m+1$. С учетом этого уравнение (11) можно записать как

$$(\sigma^2 - 1) \frac{\partial^2 f_1(\sigma)}{\partial \sigma^2} + 2\sigma \frac{\partial f_1(\sigma)}{\partial \sigma} - (n+1)nf_1(\sigma) = 0; \quad \sigma \geq 1, n = 2m + 1. \quad (14)$$

Решение уравнения (14) будем искать в виде двух нелинейных функций

$$f_1(\sigma) = C_1 P_n(\sigma) + C_2 Q_n(\sigma), \quad n = 2m + 1, \quad (15)$$

где $P_n(\sigma)$ – нечетные полиномы Лежандра; $Q_n(\sigma)$ – функция, дающая нелинейные комбинации с полиномом Лежандра, равная $\sigma \operatorname{argch} \sigma - 1$; C_1 и C_2 – постоянные интегрирования. Воспользовавшись граничным условием (4), получим из выражения (15)

$$C_2 = -\frac{C_1 P_n(\sigma_0)}{Q_n(\sigma_0)}, \quad n = 2m + 1. \quad (16)$$

Подставив (16) в (15), получим

$$f_1(\sigma) = U(\sigma, \varrho). \quad (17)$$

Функция $U(\sigma, \varrho)$ (17) находится в виде суммы ряда

$$U(\sigma, \varrho) = \sum_{m=0}^{\infty} C_m P_{2m+1}(\varrho) \times \left[P_{2m+1}(\sigma) \frac{P_{2m+1}(\sigma_0)}{Q_{2m+1}(\sigma_0)} Q_{2m+1}(\sigma) \right]. \quad (18)$$

Воспользовавшись граничным условием (6), получим

$$\frac{\partial U(\sigma, \varrho)}{\partial \sigma} \Big|_{\sigma=\infty} = E_0 \frac{\partial z}{\partial \sigma} = a\varrho E_0, \quad (19)$$

для чего найдем частную производную от функции (18)

$$\frac{\partial U(\sigma, \varrho)}{\partial \sigma} = \sum_{m=0}^{\infty} C_m P_{2m+1}(\varrho) \times \left[\frac{\partial P_{2m+1}(\sigma)}{\partial \sigma} - \frac{P_{2m+1}(\sigma_0)}{Q_{2m+1}(\sigma_0)} Q_{2m+1}(\sigma) \right]. \quad (20)$$

При всех значениях m , кроме $m=0$, ряд (20) с $\sigma=\infty$ будет превращаться в ∞ , поэтому в выражении (19) отбрасываем все члены ряда, кроме $m=0$

$$\frac{\partial U(\sigma, \varrho)}{\partial \sigma} \Big|_{\sigma=\infty} = E_0 \frac{\partial z}{\partial \sigma} = E_0 a \varrho = C_0 P_1(\varrho) \left[1 - \frac{P_1(\sigma_0)}{Q_1(\sigma_0)} \frac{\partial Q_1(\sigma)}{\partial \sigma} (\sigma=\infty) \right]. \quad (21)$$

Из выражения (21) получим

$$C_0 = P_1(\varrho) \frac{E_0 a \varrho}{\left[1 - \frac{P_1(\sigma_0)}{Q_1(\sigma_0)} \frac{\partial Q_1(\sigma)}{\partial \sigma} (\sigma=\infty) \right]}. \quad (22)$$

С учетом найденных коэффициентов (22) функция $U(\sigma, \varrho)$ запишется в виде

$$U(\sigma, \varrho) = \frac{E_0 a \varrho \times P_1(\varrho)}{P_1(\varrho) \left[1 - \frac{P_1(\sigma_0)}{Q_1(\sigma_0)} \frac{\partial Q_1(\sigma)}{\partial \sigma} (\sigma=\infty) \right]} \times \left[P_1(\sigma) - \frac{P_1(\sigma_0)}{Q_1(\sigma_0)} Q_1(\sigma) \right], \quad (23)$$

где

$$Q_1(\sigma) = \sigma \operatorname{argch} \sigma - 1; \quad \frac{\partial Q_1(\sigma)}{\partial \sigma} = \frac{\sigma}{\sigma^2 - 1} + \operatorname{argch} \sigma;$$

$$\frac{\partial Q_1(\sigma)}{\partial \sigma} \Big|_{\sigma=\infty} = 0.$$

Следовательно, потенциал в промежутке, с учетом выражения (23) описывается формулой

$$U(\sigma, \varrho) = E_0 a \varrho \sigma \left(1 - \frac{\operatorname{argch} \sigma - \frac{1}{\sigma}}{\operatorname{argch} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0}} \right). \quad (24)$$

Вводя единичные векторы $\vec{e}_\sigma, \vec{e}_\varrho, \vec{e}_\varphi$, найдем напряженность поля

$$\vec{E} = \operatorname{grad} U = E_\sigma \vec{e}_\sigma + E_\varrho \vec{e}_\varrho + E_\varphi \vec{e}_\varphi, \quad (25)$$

где $E_\sigma, E_\varrho, E_\varphi$ – проекции вектора напряженности на оси эллиптических координат; $E_\varphi=0$ – вследствие симметрии поля. Значения E_σ, E_ϱ в (25) находятся по формулам

$$E_\sigma = \frac{1}{H_1} \frac{\partial U(\sigma, \varrho)}{\partial \sigma}; \quad E_\varrho = \frac{1}{H_2} \frac{\partial U(\sigma, \varrho)}{\partial \varrho}, \quad (26)$$

где H_1 и H_2 – коэффициенты Ламе, в выражении (26) определяются по выражениям (27) и (28)

$$H_1 = \sqrt{\left(\frac{\partial x}{\partial \sigma} \right)^2 + \left(\frac{\partial y}{\partial \sigma} \right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial \sigma} \right)^2} = \sqrt{\frac{a^2 \sigma^2 (1 - \varrho^2)^2}{(\sigma^2 - 1)(1 - \varrho^2)} + a^2 \sigma^2} = a \sqrt{\frac{\sigma^2 - \varrho^2}{\sigma^2 - 1}}, \quad (27)$$

$$H_2 = \sqrt{\left(\frac{\partial x}{\partial \vartheta}\right)^2 + \left(\frac{\partial y}{\partial \vartheta}\right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial \vartheta}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\frac{a^2 \sigma^2 (\sigma^2 - 1)^2}{(\sigma^2 - 1)(1 - \vartheta^2)} + a^2 \sigma^2} = a \sqrt{\frac{\sigma^2 - \vartheta^2}{1 - \vartheta^2}}. \quad (28)$$

Производная $\frac{\partial U(\sigma, \vartheta)}{\partial \sigma}$ из выражения (24), равняется

$$\frac{\partial U(\sigma, \vartheta)}{\partial \sigma} = E_0 a \vartheta \left[1 - \frac{\arg \operatorname{cth} \sigma - \frac{1}{\sigma}}{\arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0}} \right] -$$

$$- E_0 a \sigma \vartheta \left[- \frac{1}{(\sigma^2 - 1) \left(\arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0} \right)} - \frac{1}{\sigma^2} \right] \times$$

$$\times E_0 a \vartheta \left[1 - \frac{\arg \operatorname{cth} \sigma - \frac{1}{\sigma}}{\arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0}} \right].$$

Производная $\frac{\partial U(\sigma, \vartheta)}{\partial \vartheta}$ в выражениях (26) будет определяться как

$$\frac{\partial U(\sigma, \vartheta)}{\partial \vartheta} = E_0 a \vartheta \left[1 - \frac{\arg \operatorname{cth} \sigma - \frac{1}{\sigma}}{\arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0}} \right], \quad (29)$$

$$E_\sigma = \frac{1}{H_1} \frac{\partial U(\sigma, \vartheta)}{\partial \sigma} = E_0 \vartheta \sqrt{\frac{\sigma^2 - 1}{\sigma^2 - \vartheta^2}} \times$$

$$\times \left[1 - \frac{\arg \operatorname{cth} \sigma - \frac{1}{\sigma}}{\arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0}} \right], \quad (30)$$

$$E_\vartheta = \frac{1}{H_2} \frac{\partial U(\sigma, \vartheta)}{\partial \vartheta} =$$

$$= E_0 \sigma \sqrt{\frac{1 - \vartheta^2}{\sigma^2 - \vartheta^2}} \left[1 - \frac{\arg \operatorname{cth} \sigma - \frac{1}{\sigma}}{\arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0}} \right]. \quad (31)$$

Для большего удобства полученные выражения (29)–(31) переведем в физическую (цилиндрическую) систему координат. Базисы физических координат выражаются через базисы эллиптических координат следующей формулой

$$\vec{j}_i = \frac{1}{H_{ii}} \vec{e}_j, \quad (32)$$

где \vec{j}_i – базисы физических координат; H_{ii} – коэффициенты Ламэ [28]; \vec{e}_j – базисы эллиптических координат. С учётом выражения (32) можно записать

$$\vec{e}_\sigma = \frac{1}{H_\sigma} \frac{\partial \rho}{\partial \sigma} \vec{e}_\rho + \frac{1}{H_\sigma} \frac{\partial z}{\partial \sigma} \vec{e}_z. \quad (33)$$

Заметим, что $\frac{1}{H_{ii}} \frac{\partial x}{\partial x_i}$; $\frac{1}{H_{ii}} \frac{\partial y}{\partial x_i}$; $\frac{1}{H_{ii}} \frac{\partial z}{\partial x_i}$ в выражении (33) являются направляющими косинусами орта $\vec{i}\vec{j}$ (т. е. i -й координатной линии) по отношению к осям X, Y, Z.

$$\rho = \sqrt{(1 - \vartheta^2)} = a \sqrt{(\sigma^2 - 1)(1 - \vartheta^2)}, \quad (34)$$

$$z = a \sigma \vartheta. \quad (35)$$

$$H_\sigma = a \sqrt{\frac{\sigma^2 - \vartheta^2}{\sigma^2 - 1}}, \quad H_\vartheta = a \sqrt{\frac{\sigma^2 - \vartheta^2}{1 - \vartheta^2}}, \quad (36)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial \vartheta} = -a \vartheta \sqrt{\frac{\sigma^2 - 1}{1 - \vartheta^2}}; \quad \frac{\partial z}{\partial \sigma} = a \vartheta, \quad (37)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial \sigma} = a \sqrt{\frac{1 - \vartheta^2}{\sigma^2 - 1}}; \quad \frac{\partial z}{\partial \vartheta} = a \sigma. \quad (38)$$

Воспользовавшись выражениями (34)–(38) и подставив их в формулу (33), получим

$$\vec{e}_\sigma = \sigma \sqrt{\frac{1 - \vartheta^2}{\sigma^2 - \vartheta^2}} \vec{e}_\rho + \vartheta \sqrt{\frac{\sigma^2 - 1}{\sigma^2 - \vartheta^2}} \vec{e}_z; \quad (39)$$

$$\vec{e}_\vartheta = \vartheta \sqrt{\frac{\sigma^2 - 1}{\sigma^2 - \vartheta^2}} \vec{e}_\rho + \sigma \sqrt{\frac{1 - \vartheta^2}{\sigma^2 - \vartheta^2}} \vec{e}_z. \quad (40)$$

Напряженность электрического поля \vec{E} через проекции эллиптической системы координат с учетом выражений (39) и (40), запишется, в виде

$$\vec{E} = E_\sigma \vec{e}_\sigma + E_\vartheta \vec{e}_\vartheta = - \frac{E_0 \vartheta}{(\sigma^2 - \vartheta^2) \chi(\sigma_0)} \sqrt{\frac{\vartheta^2 - 1}{\sigma^2 - 1}} \vec{e}_\rho -$$

$$- E_0 \left[1 - \frac{1}{\chi(\sigma_0)} \left(\arg \operatorname{cth} \sigma - \frac{\sigma}{\sigma^2 - \vartheta^2} \right) \right] \vec{e}_z. \quad (41)$$

Таким образом, проекции напряженности электрического поля \vec{E} на оси физических координат ρ и z на основе выражения (41) будут

$$E_z = E_0 \left[1 - \frac{1}{\chi(\sigma_0)} \left(\arg \operatorname{cth} \sigma - \frac{\sigma}{\sigma^2 - \vartheta^2} \right) \right], \quad (42)$$

$$E_\rho = - \frac{E_0 \vartheta}{(\sigma^2 - \vartheta^2) \chi(\sigma_0)} \sqrt{\frac{\vartheta^2 - 1}{\sigma^2 - 1}}. \quad (43)$$

На вершине эллиптического выступа, т. е. при $\sigma = \sigma_0$, уравнение (43) обращается в нуль при $E_\vartheta(\sigma = \sigma_0) = 0$, $E = E_\sigma(\sigma = \sigma_0)$. Подставим значение $\sigma = \sigma_0$ в уравнение (42) получим

$$E = E_\sigma e_\sigma = -E_0 \vartheta \sqrt{\frac{\sigma^2 - 1}{\sigma^2 - \vartheta^2}} \times \left(1 - \frac{\arg \operatorname{cth} \sigma - \frac{1}{\sigma_0} - \frac{\sigma_0}{\sigma_0^2 - 1}}{\arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0}} \right) e_\rho = -\frac{E_0 \vartheta}{\chi(\sigma_0)} \frac{1}{\sqrt{(\sigma_0^2 - 1)(\sigma_0^2 - \vartheta^2)}} e_\sigma, \quad (44)$$

где $\chi(\sigma_0) = \arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0}$. Таким образом, поле на вершине выступа равно

$$\vec{E} = -\frac{E_0 \vartheta}{\chi(\sigma_0)} \frac{1}{\sqrt{(\sigma_0^2 - 1)(\sigma_0^2 - \vartheta^2)}} e_\sigma.$$

Радиус R основания полуэллипсоида вращения равен

$$R = a \sqrt{(\sigma_0^2 - 1)}. \quad (45)$$

Высота полуэллипсоида вращения равна

$$h = a \sigma_0. \quad (46)$$

Обозначим отношение высоты полуэллипсоида к радиусу основания

$$\lambda = \frac{h}{R}. \quad (47)$$

Выразим σ через λ . Подставим выражения (45) и (46) в (47) и возведем в квадрат правую и левую части полученного выражения

$$\lambda^2 = \frac{h^2}{R^2} = \frac{a^2 \sigma_0^2}{a^2 (\sigma_0^2 - 1)} = \frac{\sigma_0^2}{(\sigma_0^2 - 1)}. \quad (48)$$

Из выражения (48) получим

$$\sigma_0 = \frac{\lambda}{\sqrt{\lambda^2 - 1}}. \quad (49)$$

Выразим $\chi(\sigma_0)$ через λ , для этого воспользуемся формулами (50) и (51)

$$\arg \operatorname{cth} x = \frac{1}{2} \ln \frac{x+1}{x-1}, \quad |x| > 1. \quad (50)$$

$$\chi(\sigma_0) = \arg \operatorname{cth} \sigma_0 - \frac{1}{\sigma_0} = \frac{1}{2} \ln \frac{\sigma_0+1}{\sigma_0-1} - \frac{1}{\sigma_0}. \quad (51)$$

Подставим в выражение (51) значение σ_0 из (49), получим

$$\chi(\lambda) = \frac{1}{2} \ln \frac{\lambda + \sqrt{\lambda^2 - 1}}{\lambda - \sqrt{\lambda^2 - 1}} - \frac{\sqrt{\lambda^2 - 1}}{\lambda}. \quad (52)$$

Подставив значение σ_0 из (49) и $\chi(\lambda)$ из выражения (52) в выражение (44), получим

$$\vec{E} = -\frac{E_0 \vartheta}{\lambda \left[\frac{1}{2} \ln \frac{\lambda + \sqrt{(\lambda^2 - 1)}}{\lambda - \sqrt{(\lambda^2 - 1)}} - \frac{\sqrt{(\lambda^2 - 1)}}{\lambda} \right]} \times \frac{\sqrt{(\lambda^2 - 1)}^3}{\sqrt{(\lambda^2 - \vartheta^2)(\lambda^2 - 1)}} e_\sigma. \quad (53)$$

Обозначим

$$\beta(\lambda) = \frac{\sqrt{(\lambda^2 - 1)}^3}{\left[\frac{1}{2} \lambda \ln \frac{\lambda + \sqrt{(\lambda^2 - 1)}}{\lambda - \sqrt{(\lambda^2 - 1)}} - \sqrt{(\lambda^2 - 1)} \right]}. \quad (54)$$

С учетом введенного обозначения (54) выражение (53) перепишем в виде

$$\vec{E} = -\frac{E_0 \beta(\lambda) \vartheta}{\sqrt{\lambda^2 - \vartheta^2} (\lambda^2 - 1)} e_\sigma. \quad (55)$$

На вершине выступа $\vartheta = 1$ поле принимает максимальное значение. Орт (e_σ) примет вид

$$\vec{e}_\sigma = \sigma_0 \times 0 + \vec{e}_z. \quad (56)$$

выражение (55) с учетом (56) на выступе при $\theta = 1$ примет вид

$$\vec{E}_{\max(\vartheta=1)} = \frac{E_0 \beta(\lambda) \vartheta}{\sqrt{(\lambda^2 - \lambda^2 - 1)}} e_z = E_0 \beta(\lambda) \vartheta e_z, \quad (57)$$

где $\beta(\lambda)$ – коэффициент усиления поля на выступе. Выразим $\beta(\lambda)$ через λ . Для этого распишем выражение

$$\frac{1}{2} \ln \frac{\lambda + \sqrt{(\lambda^2 - 1)}}{\lambda - \sqrt{(\lambda^2 - 1)}} = \frac{1}{2} \lambda \ln \frac{[\lambda + \sqrt{(\lambda^2 - 1)}]^2}{\lambda - (\lambda^2 - 1)} = \ln \lambda + \sqrt{(\lambda^2 - 1)}. \quad (58)$$

Подставив выражение (58) в (54), получим

$$\beta(\lambda) = \frac{\sqrt{(\lambda^2 - 1)}^3}{\left[\lambda \ln [\lambda + \sqrt{(\lambda^2 - 1)}] - \sqrt{(\lambda^2 - 1)} \right]}. \quad (59)$$

Таким образом, напряженность электрического поля на вершине эллиптического выступа с учетом формул (57) и (59) будет определяться выражением

$$E_{\max(\vartheta=1)} = -E_0 \frac{\sqrt{(\lambda^2 - 1)}^3}{\left[\lambda \ln [\lambda + \sqrt{(\lambda^2 - 1)}] - \sqrt{(\lambda^2 - 1)} \right]}.$$

Практическая реализация

Реальные испытания предлагаемой технологии проводились на заводе «Киргизэлектродвигатель» в г. Бишкеке и на НПО «Заря» в г. Санкт-Петербурге на заводской установке пропитки статоров (УПС-1),

схематически изображённой на рис. 2. В дозирующее устройство УПС-1 дополнительно были введены диэлектрические трубки – 7 для подвода пропиточного состава к соплу – 2. Сопло – 2 было закреплено на плоском металлическом держателе – 9, установленном под проходным изолятором – 3, что позволило изолировать трубки от корпуса установки. При проведении экспериментов расстояние между плоскостью электрода – 9, на котором размещалось сопло – 2, до лобовой части обмотки статора – 1 было равно $d=10$ см. Сопло было выполнено в виде цилиндрической трубки диаметром с $D=2R=2$ мм, высота которой h в процессе эксперимента изменялась. Внутренний канал трубки был равен 1 мм. Конец трубки сопла был скруглён. Такая форма сопла была близкой к эллипсоиду вращения.

В установке УПС-1 переменное напряжение 50 Гц с помощью преобразователя, в качестве которого используется диодный мост, преобразовывалось в постоянное напряжение.

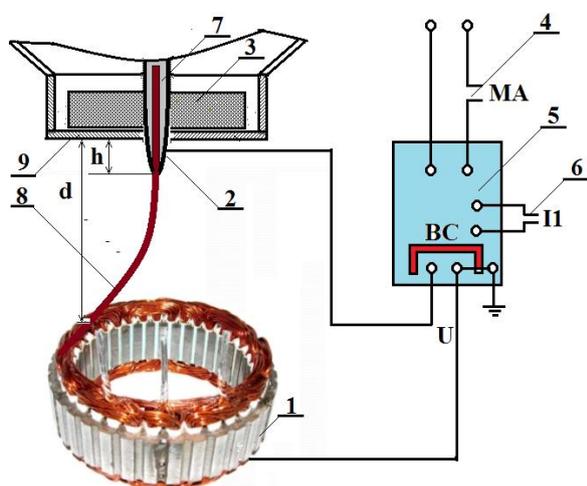


Рис. 2. Схема модернизированной установки пропитки статоров (УПС-1): 1 – статор; 2 – сопло в виде эллипсоида; 3 – проходной изолятор; 4 – магнитный пускатель (МА); 5 – источник высокого напряжения (ВС); 6 – контактное реле (П); 7 – диэлектрические трубки; 8 – струя пропиточного состава; 9 – держатель сопла

Fig. 2. Scheme of the upgraded installation of impregnation of stators (UPS-1): 1 – stator; 2 – ellipsoid nozzle; 3 – pass-through insulator; 4 – magnetic starter (MA); 5 – high voltage source (HV); 6 – contact relay (П); 7 – dielectric tubes; 8 – impregnating composition jet; 9 – nozzle holder

При малой напряженности поля образование электростатически заряженной струи пропиточного состава не происходит, так как электрическая сила недостаточна для того, чтобы преодолеть силу поверхностного натяжения. От сопла отрываются крупные капли под действием своего веса. Для преодоления сил поверхностного натяжения, как это следует из работы [29], необходимо создать такие условия у кромки сопла, чтобы напряженность в этой области $E_{\max}(9) \geq 10$ кВ/см.

Иными словами, для эффективной электростатической зарядки частиц пропиточного состава необходимо обеспечить напряженность в области вершины сопла не менее 10 кВ/см. Примем величину $E_{\max}(9)=10$ кВ/см в качестве минимальной величины, которую следует обеспечить для реализации эффективной пропитки, и оценим, при каких условиях её можно обеспечить.

В таблице приведены расчетные значения коэффициентов усиления поля и индукционного напряжения при $E_{и}=10$ кВ/см различных значениях λ .

Таблица. Значения коэффициента усиления поля $\beta(\lambda)$ при значениях λ

λ	5	6	8	9	10
$\beta(\lambda)$	17,9	23	35,2	42	49,3
U , кВ	5,58	4,34	2,84	2,28	2,02

В реальной установке было изготовлено сопло, высота которого $h=10$ мм, а радиус основания был равен $R=1$ мм, что соответствовало коэффициенту $\beta(\lambda)=10$. На сопло в процессе испытаний предлагаемой технологии от источника высокого напряжения, в качестве которого использовалась пробивная универсальная установка УПУ-10, подавалось постоянное напряжение, равное 2 кВ. При данном напряжении частицы пропиточного состава эффективно заряжались, что подтверждало правильность проведенных расчетов. Напряжение питания от источника подавалось через контакты магнитного пускателя (МА) только в автоматическом режиме. Напряжение отключалось во время открывания щитка, в котором размещался высоковольтный источник. Максимальный ток ВС – 5 мА (безопасен для человека).

Заряженные частицы пропиточного состава, проникшие в полость обмотки при пропитке, индуцируют на эмалевой изоляции заряд противоположного знака. Их взаимодействие приводит к плотному прилеганию струи пропиточного состава к изоляции проводников обмотки. В области дефектных участков изоляции электрическое поле искажено, что усиливает проникновение в эти участки лака. Адгезионные силы при этом усиливаются, что и приводит к равномерному закрытию дефектов пропиточным составом. Изменение тепловых свойств, влагостойкости и времени сушки происходит, на наш взгляд, за счет более тонких структурных изменений внутри компаунда. Реальные заводские испытания проводились на статорах АИРП80А6. Количество статоров, пропитанных по традиционной технологии, было равно 621, а по предложенной технологии – 1100 штук. Пропитанные обмотки статоров после сборки были подвергнуты контрольным испытаниям. В результате испытаний процент отбракованных статоров с использованием предлагаемой технологии составил 6 %, в том числе из-за витковых замыканий – 0,8 %, тогда как при использовании типовой технологии процент брака составил 10,1 %, в том числе из-за витковых замыканий – 1,5 %. Как показали проведенные испытания, предлагаемая технология по сравнению с ти-

повой струйно-капельной пропиткой позволила снизить общий брак в 1,7 раза, в том числе из-за витковых замыканий – в 1,9 раза.

Статистическая проверка брака на одном из заводов за три года показала, что новая технология пропитки позволяет снизить брак в изготовлении электродвигателей 4АМ80 и 4АМАТ80, вызванный витковыми замыканиями с 2–2,2 до 0,5–0,7 %, что подтверждено заводскими испытаниями. Вероятность безотказной работы увеличилась с 0,91 до 0,95.

Существенным преимуществом предлагаемой технологии является то, что электростатически заряженная струя может изгибаться и вращаться и вибрировать под действием соответствующего вращающегося магнитного поля. Это позволяет исключить из технологии многочисленные энергоёмкие и шумящие электромеханические устройства, используемые в типовой струйно-капельной технологии пропитки, и, кроме того, существенно упростить автоматизацию пропитки. Существенно повысить эффективность предлагаемой технологии можно, если при её реализации использовать для управления нейронные сети [30]. Построенная математическая модель пропитки

электростатически заряженной струей пропиточного состава может служить основой для создания систем оптимального управления процессом пропитки аналогично тому, как это сделано в работах [30, 31].

Заключение

Обоснована новая технология пропитки обмоток электротехнических изделий электростатически заряженной струей пропиточного состава. Показано, что при использовании резко неоднородного поля можно снизить индукционное напряжение на сопле дозирующего устройства пропиточной установки. Обоснован коэффициент усиления поля в области вершины сопла, выполненного в виде эллипсоида вращения. Показано, что предлагаемая технология позволяет снизить производственный брак обмоток и повысить надежность их работы.

Предложенную технологию можно рекомендовать к использованию для всех типов электродвигателей, подвергающихся пропитке струйно-капельным методом, в частности для электродвигателей, работающих в наиболее ответственных отраслях, таких как нефтедобывающая и горнодобывающая промышленность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bolgova V.A., Supueva A.S., Leonov A.P. Influence of defects in windings insulation on its operation reliability // *Environment and Electrical Engineering (EEEIC-2016): Proc. 16th International Conference.* – Florence, Italy, June 7–10, 2016. – New York: IEEE, 2016. – P. 1–4.
2. Смирнов Г.В. Пооперационный контроль процесса изготовления обмоток электрических машин – М.: Научно-техническое изд-во «Горячая линия – Телеком», 2018. – 156 с.
3. Андрианов А.В., Андрианов В.К., Быков Е.В. Пробивное напряжение как критерий годности обмоточных проводов // *Кабели и провода.* – 2011. – № 6. – С. 17–20.
4. Андрианов В.К., Васильев Е.Б. Состояние производства и научно-технические аспекты развития обмоточных проводов в России // *Кабели и провода.* – 2014. – № 5 (348). – С. 3–6.
5. Gupta B. Risk in surge testing of turn insulation in windings of rotating machines // *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference.* – Chicago, June, 2003. – P. 459–462.
6. Богданова Ю.Г. Адгезия и ее роль в обеспечении прочности полимерных композитов. – М.: Изд-во МГУ, 2010. – 68 с.
7. Воробьев В.Е., Кучер В.Я. Прогнозирование срока службы электрических машин: письменные лекции. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2004. – 56 с.
8. Prasad A., Prasad K. Effective permittivity of random composite media: a comparative study // *Physica.* – 2007. – V. 396. – № 11. – P. 132–137.
9. Bellomo J.P., Castelan P., Lebey T. The effect of pulsed voltages on dielectric material properties // *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation.* – 1999. – V. 6. – № 2. – P. 20–26.
10. Bohm F.R., Nagel K., Schindler H. A new generation of wire enamel for the production of magnet wires with outstanding corona resistance // *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference.* – Palermo, Italy, 2003. – P. 109–113.
11. Bonnett A.H., Soukup G.C. Cause and analysis of stator and rotor failures in three-phase squirrel-cage induction motors // *IEEE Transactions on Industry Applications.* – 1992. – V. 28. – № 4. – P. 921–937.
12. Chapman M., Frost N., Bruetsch R. Insulation systems for rotating low-voltage machines // *IEEE International Symposium on Electrical Insulation.* – Vancouver, British Columbia, Canada, 2008. – P. 257–260.
13. Accessing the insulation characteristics for stator windings of low-voltage induction motors for adjustable-speed drive applications // D. Hwang, K. Lee, Y. Kim, I. Lee, T. Lim, D. Kim // *IEEE Industry Application Conference.* – Vancouver, British Columbia, Canada, 2003. – V. 1. – P. 432–438.
14. Fabiani D., Montanari G.C., Contin A. Aging acceleration of insulating materials for electrical machine windings supplied by PWM in the presence and in the absence of partial discharges // *IEEE 7th International Conference on Solid Dielectrics.* – Palermo, 2001. – P. 283–286.
15. Fenger M., Campbell S.R., Pedersen J. Motor winding problems caused by inverter drives // *IEEE Industry Applications Magazine.* – 2003. – V. 9. – № 4. – P. 22–31.
16. Frost N., Chapman M., Bruetsch R. Considerations for rotating low-voltage machine insulation designs // *IEEE Insulation.* – 2008. – V. 6. – № 5. – P. 571–574.
17. A survey on testing and monitoring methods for stator insulation systems of low-voltage induction machines focusing on turn insulation problems // S. Grubic, J.M. Aller, B. Lu, T.G. Habetler // *IEEE Transactions on Industrial Electronics.* – 2008. – V. 55. – № 12. – P. 4127–4134.
18. Halpem E.H. Interaction of varnish with magnet wire enamel // *IEEE Transactions on Electrical Insulation.* – 1967. – V. 2. – № 3. – P. 141–145.
19. Electrical stress and failure mechanism of the winding insulation in PWM-inverter-fed low-voltage induction motors // M. Kaufhold, H. Auinger, M. Berth, J. Speck, M. Eberhardt // *IEEE Transactions on industrial electronics.* – 2000. – V. 47. – № 2. – P. 396–402.
20. Kaufhold M. Failure mechanism of the interturn insulation of low voltage electric machines fed by pulse controlled inverters // *IEEE Electrical Insulation Magazine.* – 1996. – V. 12. – № 5. – P. 9–16.
21. Electrical aging of the insulation of low voltage machines: model definition and test with the design of experiments // N. Lahoud, J. Faucher, D. Malec, P. Maussion // *IEEE Transactions on Industrial Electronics.* – 2013. – V. 60. – № 7. – P. 19–26.
22. A method for endurance testing of enameled round and rectangular wires for motors controlled by SiC-based inverters // V. Gavrilenko, A. Leonov, A. Bukharkin, S. Hlioui, S. Lefebvre // *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation.* – December 2021. – V. 28. – № 6. – P. 2091–2098.
23. Effect of surge voltage risetime on the insulation of low voltage machines fed by PWM converters // M. Melfi, A.M.J. Sung, S. Bell, G.L. Skibinski // *IEEE Transactions on Industry Applications.* – 1997. – V. 1. – P. 239–246.

24. Schemmel F., Bauer K., Kaufhold M. Reliability and statistical lifetime-prognosis of motor winding insulation in low-voltage power drive systems // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2009. – V. 25. – № 4. – P. 6–13.
25. Stone G.C., Culbert I.M., Lloyd B.A. Stator insulation problems associated with low voltage and medium voltage PWM drives // IEEE Cement Industry Technical Conference Record. – 2007. – V. 6. – № 7 – P. 187–192.
26. Способ контроля дефектности изоляции обмоточных проводов: пат. Рос. Федерации № 2762300; заявл. 09.03.2021; опубл. 17.12.2021. Бюл. № 35. – 21 с.
27. Способ контроля дефектности изоляции обмоточных проводов: пат. Рос. Федерации № 2737511; заявл. 07.04. 2020; опубл. 01.12.2020. Бюл. № 34. – 19 с.
28. Электротехнический справочник. В 3-х т. Т. 3, кн. 2. Использование электрической энергии / под ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова, П.Г. Грудницкого, Л.А. Жукова и др. 6 изд. – М.: Энергоиздат, 1982. – 560 с.
29. Способ контроля и ремонта изоляции провода: пат. Рос. Федерации № 2745446; заявл. от 07.07.2020; опубл. 25.03.2021. Бюл. № 9. – 14 с.
30. Замятин Н.В., Смирнов Г.В. Нейросетевые компьютерные системы и их применение. – Томск: Изд-во Том. Гос. ун-та систем управления и радиоэлектроники, 2021. – 278 с.
31. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. – М.: Изд-во «Наука», 1984. – 831 с.

Поступила: 02.02.2022 г.

Информация об авторах

Смирнов Г.В., доктор технических наук, профессор, директор Научно-исследовательского института электронного технологического оборудования и средств связи Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники.

UDC 621.315.62

MODELING THE IMPREGNATION OF ELECTRIC MOTOR WINDINGS OF GENERAL INDUSTRIAL APPLICATIONS USED IN THE OIL AND MINING INDUSTRIES

Gennadiy V. Smirnov,
smirnov@main.tusur.ru

Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics,
40, Lenin avenue, Tomsk, 634045, Russia.

Relevance of the work is related to the fact that currently the technological processes of exploration, extraction, transportation of geo-resources in the oil, mining, coal, chemical and other industries are subject to a high level of mechanization and automation involving electric machines. The reliability and trouble-free operation of these machines depend on the state of the winding insulation, the role of which is played by the insulation of the windings of electric motors. Reliability indicators of this element of the windings are laid in the process of their production. At the same time, a significant contribution to the mentioned indicators is made by the technological operation of impregnation. The probability of hiding defects in the insulation of the windings, thermal properties of electric motors, moisture resistance and solidity of the windings depend on how well this operation is carried out. Therefore, the improvement of impregnation and increase of its efficiency are very topical.

The purpose of the work is to create a mathematical model of the technological operation of impregnation with the use of electrostatic charging of the impregnating composition jet; to show that it is possible to reduce the level of induced voltage used for electrostatic charging of the impregnating composition jet by strengthening the electric field in the nozzle area, from which the frontal parts of the winding are watered with impregnating composition, by giving the nozzle a certain shape.

Methods. When creating a mathematical model, classical methods of solving differential equations describing electromagnetic fields were used, and experimental studies made it possible to establish the adequacy of the created model.

Results. The results of modeling and research of a new technology of impregnation of windings of electric machines with an electrostatically charged jet of impregnating composition are presented. A mathematical model was developed linking the field gain at the top of an ellipsoid nozzle with its geometric parameters. The experimental verification of the obtained model was carried out and the adequacy of the model to the experimental results was shown. The data of practical application of the obtained model on real factory installations are presented, showing the real possibility of reducing the voltage level at the nozzle and the effectiveness of the proposed impregnation of the windings. The advantages of the proposed technology are shown in comparison with typical impregnation technologies based on the data obtained in real production. The proposed technology will significantly reduce the likelihood of factory defects due to winding circuits in the windings, will increase the reliability of manufactured electric motors in the process.

Key words:

Winding, control system, automation, impregnation, composition, jet impregnation method, electric field strength, electrostatic charging of the impregnation composition, induction method of charging particles, impregnation quality, ellipsoid, voltage, insulation.

REFERENCES

1. Bolgova V.A., Supueva A.S., Leonov A.P. Influence of defects in windings insulation on its operation reliability. *Environment and Electrical Engineering (EEEIC-2016): Proc. 16th International Conference*. Florence, Italy, June 7–10, 2016. New York, IEEE, 2016. pp. 1–4.
2. Smirnov G.V. *Pooperatsionny kontrol protsessa izgovleniya obmotok elektricheskikh mashin* [Operational control of manufacturing windings of electric machines]. Moscow, Goryachaya liniya – Telekom Publ., 2018. 156 p.
3. Andrianov A.V., Andrianov V.K., Bykov E.V. Probnovoe napryazhenie kak kriteriy godnosti obmototchnykh provodov [Breakdown voltage as a criterion for the validity of winding wires]. *Cables and wires*, 2011, no. 6, pp. 17–20.
4. Andrianov V.K., Vasiliev E.B. Sostoyanie proizvodstva i nauchno-tekhnicheskie aspekty razvitiya obmototchnykh provodov v Rossii [The state of production and scientific and technical aspects of the development of winding wires in Russia]. *Cables and wires*, 2014, no. 5 (348), pp. 3–6.
5. Knych T., Mamala A., Uliasz P., Jabłoński M. A new generation of aluminum enameled winding wires. *Wire Journal International*, 2012, vol. 45, no. 1, pp. 55–61.
6. Bogdanova Yu.G. *Adgesia i ee rol v obespetchenii protochnosti polimernykh kompozitov* [Adhesion and its role in ensuring the strength of polymer composites]. Moscow, Moscow State University Publ. House, 2010. 68 p.
7. Vorobyev V.E., Kucher V.Ya. *Prognozirovaniye sroka sluzhby elektricheskikh mashin: pismennyye lektsii* [Forecasting the service life of electric machines: written lectures]. St. Petersburg, NWTU Publ. house, 2004. 56 p.
8. Prasad A., Prasad K. Effective permittivity of random composite media: a comparative study. *Physica*, 2007, vol. 396, no. 11, pp. 132–137.
9. Bellomo J.P., Castelan P., Lebey T. The effect of pulsed voltages on dielectric material properties. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 1999, vol. 6, no. 2, pp. 20–26.
10. Bohm F.R., Nagel K., Schindle H. A new generation of wire enamel for the production of magnet wires with outstanding corona resistance. *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference*. Palermo, Italy, 2003. pp. 109–113.
11. Bonnett A.H., Soukup G.C. Cause and analysis of stator and rotor failures in three-phase squirrel-cage induction motors. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1992, vol. 28, no. 4, pp. 921–937.
12. Chapman M., Frost N., Bruetsch R. Insulation systems for rotating low-voltage machines. *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. Vancouver, British Columbia, Canada, 2008. pp. 257–260.
13. Hwang D., Lee K., Kim Y., Lee I., Lim T., Kim D. Accessing the insulation characteristics for stator windings of low-voltage induction motors for adjustable-speed drive applications. *IEEE Industry Application Conference*. Vancouver, British Columbia, Canada, 2003. Vol. 1, pp. 432–438.
14. Fabiani D., Montanari G.C., Contin A. Aging acceleration of insulating materials for electrical machine windings supplied by PWM in the presence and in the absence of partial discharges. *IEEE 7th International Conference on Solid Dielectrics*. Palermo, 2001. pp. 283–286.

15. Fenger M., Campbell S.R., Pedersen J. Motor winding problems caused by inverter drives. *IEEE Industry Applications Magazine*, 2003, vol. 9, no. 4, pp. 22–31.
16. Frost N., Chapman M., Bruetsch R. Considerations for rotating low-voltage machine insulation designs. *IEEE Insulation*, 2008, vol. 6, no. 5, pp. 571–574.
17. Grubic S., Aller J.M., Lu B., Habetler T.G. A survey on testing and monitoring methods for stator insulation systems of low-voltage induction machines focusing on turn insulation problems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2008, vol. 55, no. 12, pp. 4127–4134.
18. Halpem E.H. Interaction of varnish with magnet wire enamel. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, 1967, vol. 2, no. 3, pp. 141–145.
19. Kaufhold M., Auinger H., Berth M., Speck J., Eberhardt M. Electrical stress and failure mechanism of the winding insulation in PWM-inverter-fed low-voltage induction motors. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 2000, vol. 47, no. 2, pp. 396–402.
20. Kaufhold M. Failure mechanism of the interturn insulation of low voltage electric machines fed by pulse controlled inverters. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 1996, vol. 12, no. 5, pp. 9–16.
21. Lahoud N., Faucher J., Malec D., Maussion P. Electrical aging of the insulation of low voltage machines: model definition and test with the design of experiments. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2013, vol. 60, no. 7, pp. 19–26.
22. Gavrilenko V., Leonov A., Bukharkin A., Hlioui S., Lefebvre S. A method for endurance testing of enameled round and rectangular wires for motors controlled by SiC-based inverters. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, December 2021, vol. 28, no. 6, pp. 2091–2098.
23. Melfi M., Sung A.M.J., Bell S., Skibinski G.L. Effect of surge voltage risetime on the insulation of low voltage machines fed by PWM converters. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1997, vol. 1, pp. 239–246.
24. Schemmel F., Bauer K., Kaufhold M. Reliability and statistical lifetime-prognosis of motor winding insulation in low-voltage power drive systems. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2009, vol. 25, no. 4, pp. 6–13.
25. Stone G.C., Culbert I.M., Lloyd B.A. Stator insulation problems associated with low voltage and medium voltage PWM drives. *IEEE Cement Industry Technical Conference Record*, 2007, vol. 6, no. 5, pp. 187–192.
26. Smirnov G. V. *Sposob kontrolya defektnosti izolyatsii obmotchnykh provodov* [Method of control of defective insulation of winding wires]. Patent RF no. 2762300, 2021.
27. Smirnov G.V. *Sposob kontrolya defektnosti izolyatsii obmotchnykh provodov* [Method of control of defective insulation of winding wires]. Patent RF no. 2737511, 2020.
28. *Elektrotekhnicheskiy spravotchnik. Ispolzovanie elektricheskoy energii* [Electrical reference book. The use of electrical energy]. Eds. V.G. Gerasimov, P.G. Grudnitsky, L.A. Zhukov. Moscow, Energoizdat Publ., 1982. Vol. 3, B. 2, 60 p.
29. Smirnov G.V. *Sposob kontrolya i remonta izolyatsii provoda* [Method of control and repair of wire insulation]. Patent RF no. 2745446, 2021.
30. Zamyatin N.V., Smirnov G.V. *Nayrosetevye kompyuternye sistemy i ikh primeneniye* [Neural network computer systems and their application]. Tomsk, State University of Control and Radioelectronics Publ. House, 2021. 278 p.
31. Korn G., Korn T. *Spravotchnik po matematike* [Handbook of mathematics]. Moscow, Nauka Publ., 1984. 831 p.

Received: 2 February 2022.

Information about the authors

Gennadiy V. Smirnov, Dr. Sc., professor, director of the Research Institute of Electronic Equipment and Communication Facilities, Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics.

УДК 551.510:630*561.24

РЕКОНСТРУКЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ СТРАТОСФЕРНОГО ОЗОНА В ТАЁЖНОЙ ЗОНЕ НА ОСНОВЕ СИНГУЛЯРНОГО СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА

Зуев Владимир Владимирович¹,
vzuev@list.ru

Бондаренко Светлана Леонидовна¹,
bond_sl@inbox.ru

Устинова Ирина Георгиевна²,
igu@tpu.ru

¹ Институт мониторинга климатических и экологических систем Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 10/3.

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

Актуальность. Проблема снижения уровня стратосферного озона и интерес к его прошлым изменениям связаны с происходящим при этом увеличением дозы ультрафиолетовой радиации в коротковолновом диапазоне, достигающей поверхности Земли. Реконструкция и прогноз долгопериодных колебаний исследуемых параметров могут быть осуществлены при помощи метода множественной регрессии по данным плотности годовых колец хвойных. Чтобы расширить базу экспериментальных данных, проводятся поисковые работы по измерению новых характеристик годовых колец, а также уточняется математический аппарат методик предварительной обработки данных, анализируются связи биоиндикаторов с атмосферными параметрами, и разрабатываются новые модели их прогноза. Реконструкция исторических изменений атмосферных характеристик может быть рассмотрена в контексте перспективы искусственного восстановления лесных ресурсов.

Цель: рассмотреть методику реконструкции общего содержания озона на основе разработанной многокомпонентной сингулярной спектральной модели отклика древесины годовых колец хвойных на изменения атмосферных параметров.

Объекты. В течение сезона роста у деревьев формируется древесная структура годовых колец со свойствами композиционного материала. Каждая из компонент годового кольца: углеродсодержащая матрица, вода и углекислый газ, содержит отклики на изменения условий окружающей среды. На основе многокомпонентной модели суммарные отклики годовых колец, полученные при помощи программного обеспечения Caterpillar SSA 3.40, могут быть использованы для реконструкции изменений общего содержания озона в зонах с оптимальными условиями роста хвойных в отличие от зон с доминированием температурного фактора.

Методы: дендрохронологический метод; сингулярный спектральный анализ; эконометрические методы анализа временных рядов; интеллектуальный анализ данных; имитационное моделирование.

Результаты. Достоверность разработанной модели откликов годовых колец хвойных на изменения атмосферных параметров подтверждается на выборке эргодических хронологий компонент древесины. Критерий Дарбина–Уотсона позволяет выделить группу хронологий, в моделях которых отсутствует автокорреляция возмущений. Использование модели суммарных откликов для трех компонент древесины существенно повышает достоверность реконструкции исследуемых атмосферных параметров для таежной зоны с оптимальными условиями для годового прироста деревьев. Данные реконструкции общего содержания озона для таежной зоны Томского области позволяют сделать вывод, что, несмотря на рост уровня озона в стратосфере, изменения общего содержания озона не вернулись к своим средним историческим значениям, уровень УФ-В по-прежнему высок, но, тем не менее, территория и современный период являются благоприятными для лесопосадок.

Ключевые слова:

УФ-В радиация, температура воздуха, количество осадков, плотность годовых колец.

Введение

Таежная зона в широтах Западной Сибири представлена в основном сосной, елью, пихтой и кедром. Частые пожары, после которых тайга плохо восстанавливается, и значительные по объему вырубки деревьев в последние десятилетия сильно влияют на структуру лесов. Мероприятия по искусственному восстановлению лесов должны вестись более интенсивно и планомерно.

В работе [1] было исследовано значимое влияние атмосферного озона на процессы искусственного возобновления лесных ресурсов сибирской таежной зоны. Высаженные в открытый грунт саженцы нуждаются в серьезном уходе на протяжении 15–20 лет.

Долговременный прогноз условий роста саженцев важен, чтобы усилия при посадке деревьев не оказались безрезультатными.

Стратосферный озон поглощает всю солнечную радиацию на длинах волн короче 290 нм. Общее содержание озона в атмосфере (ОСО) – характеристика стратосферного озона. В диапазоне 290–315 нм, так называемом ультрафиолетовом излучении (УФВ), незначительная доля солнечной радиации достигает поверхности Земли. Действие УФВ на растительность и человека в целом негативное. Связь УФВ и ОСО оценивается высокой степенью обратной корреляции. Поэтому метод биоиндикации ОСО построен на анализе воздействия УФВ на растительность.

Биоиндикация и прогноз изменений ОСО имеют практическое значение для зональной оценки экологической ситуации и стратегии развития лесопромышленного комплекса. Так, экспериментально было установлено, что действие повышенных доз УФВ на саженцы благоприятно, поскольку уничтожает вредителей, мешающих росту неокрепших растений. Воздействие на метаболизм и годичный прирост деревьев оказывают климатические и географические факторы, ландшафт, а также гено- и фенотипическая изменчивость деревьев. Исследования показали, что отклики деревьев на изменения фактора УФВ проявляются в изменениях максимальной плотности годичных колец (maximum wood density (MXD)) и могут служить индикаторами изменений ОСО [2–4].

Долговременные изменения ОСО, начиная с 1970 г., можно оценить по данным спутниковых наблюдений [5]. Данные по ОСО в 2011 и 2016 гг. над различными регионами показывают, что в будущем вероятны аномалии близкие по уровню к озоновой депрессии 70-х гг. XX в. [6].

Повышение доз УФВ связано с глобальной проблемой резкого снижения уровня стратосферного озона в конце прошлого столетия. Моделирование воздействия озоноразрушающих веществ и парниковых газов на стратосферный озон неэффективно без учета нелинейных закономерностей исторических изменений атмосферных параметров, ОСО и CO_2 в том числе [7, 8].

Сингулярный спектральный анализ (ССА) представляет особый интерес для исследования нестационарных, коротких и зашумлённых рядов [9]. Это может быть множество аддитивных откликов деревьев

на абиотические факторы окружающей среды. Основная проблема вычисления компоненты известной природы заключается в правильной группировке компонент произвольного разложения временных рядов исследуемых характеристик. Программное обеспечение Caterpillar SSA 3.40 позволяет осуществить эту задачу [10].

Доля гармоник разложения MXD определяется количественным (%) содержанием каждой компоненты в годичном кольце в диапазоне значений, определенных экспериментально [11].

Статья посвящена исследованию откликов древесины годичного кольца хвойных деревьев на оптимальные для роста дерева условия и описанию многокомпонентной сингулярной спектральной модели (МССМ) откликов стволовой древесины на изменения ОСО в атмосфере. Чтобы опробовать алгоритм выделения из дендрохронологического сигнала композиционных составляющих материала годичных колец, была построена проверочная модель.

Реконструкция ОСО продолжительностью более 100 лет позволяет выявить длительные закономерности в изменениях ОСО. Спутниковые наблюдения в настоящее время продолжительностью 40 лет также позволяют оценить влияние атмосферных изменений на лесные ресурсы. Временное распределение ОСО меняется в течение суток, месяца и года в зависимости от широты и долготы. Для длительных прогнозов используют среднемесячные, сезонные и годовые изменения ОСО. На рис. 1 приведена иллюстрация распространения УФВ радиации на территории таёжной зоны 56° – 66° с.ш. и 80° – 90° в.д.

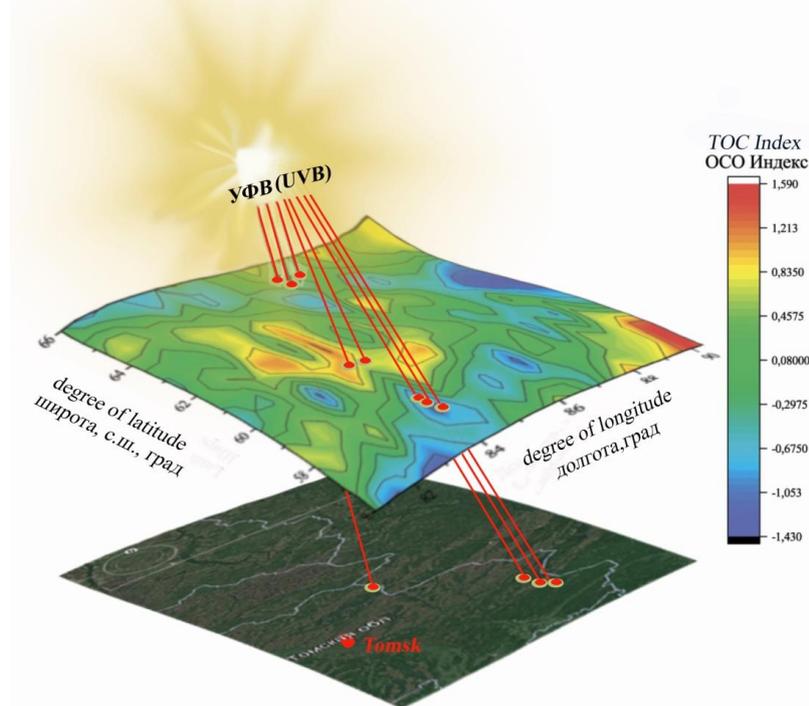


Рис. 1. Распространение УФВ радиации на территории таёжной зоны 56° – 66° с.ш. 80° – 90° в.д. Средние значения ОСО за период с 1979 по 2020 г. (TEMIS)

Fig. 1. Spread of UV radiation in the taiga zone at 56° – 66° North latitude and 80° – 90° East longitude. Average total ozone content (TOC) values for the period from 1979 to 2020 (TEMIS)

Цель статьи – разработка методики реконструкции изменений ОСО в атмосфере на базе многокомпонентной сингулярной спектральной модели.

Методы

Обработка данных

Первый этап подготовки данных для реконструкции – стандартизация MXD – нивелирует особенности отдельных деревьев, усредняя данные по выборке [12]. Способности деревьев реагировать на изменения УФВ различаются: во-первых, у большей части хвойных деревьев возрастает плотность древесины, при этом корреляция ОСО и MXD будет отрицательная. Во-вторых, у некоторых деревьев усиливается движение питательных веществ: воды и сахаров, и тогда корреляция ОСО и MXD может быть положительной. Наконец, в-третьих, есть деревья, которые слабо реагируют на изменения ОСО, в этом случае корреляция отсутствует или незначима [4].

Анализируются данные: максимальной плотности годового кольца (MXD), общего содержания озона (ОСО), температуры воздуха (Т), количества осадков (Н) и их индексы. Нормирование показателей $Index(t)$ выполнялось по формуле (1), где $X(t)$ – показатель; $mean$ – среднее значение показателя; STD – среднее квадратичное отклонение.

$$Index(t) = [X(t) - mean] / STD. \quad (1)$$

В зависимости от высоких или низких температур воздуха, недостатка или избытка осадков негативное воздействие ОСО на годичный прирост хвойных может усилиться или исчезнуть.

Синергетическое воздействие условий окружающей среды на изменения максимальной плотности годового кольца $IndexMXD(t)$ оценить проще (формула 2), чем выделить отдельные отклики дерева на тот или иной фактор $IndexMXD_n(t)$ (формула 3).

По формуле (2) можно оценить отклики деревьев на доминирующий фактор воздействия.

$$IndexMXD(t) = \sum_{n=1}^m IndexMXD_{cca}(t), \quad (2)$$

где t – время, год; n – номер компоненты разложения хронологии плотности годичных на гармоники методом ССА [13]; m – число гармоник разложения в программе Caterpillar SSA 3.40 [14]. Суммарный эффект воздействия УФВ фактора оценивается по максимальному значению коэффициента корреляции ОСО и MXD.

В формуле (3) учитываются структурные изменения годового кольца. Сумма трех компонент равна дендрохронологическому сигналу плотности годичных колец.

$$IndexMXD(t) = \sum_{n=1}^3 \pm IndexMXD_n(t), \quad (3)$$

где t – время, год; n – номер компоненты разложения хронологии плотности годичных колец на структурные составляющие.

Знак в формуле (3) при суммировании определяется знаком коэффициента корреляции между ОСО и MXD.

Температурные ограничения прироста деревьев

Считается, что горная местность Ароза, Швейцария, относится к территориям, где температура воздуха в большинстве областей является лимитирующим фактором для роста хвойных деревьев. Первоначально для реконструкции ОСО использовались данные стандартных хронологий MXD. Обозначенные файлы можно найти на сайте [15]:

Swit102-104.std; Swit107-110.std; Swit140-143.std;
Swit 171-173.std; Swit 176.std.

Основное свойство выборки – синхронность годичных характеристик MXD и отрицательная связь с ОСО.

Значения коэффициентов корреляции усредненной MXD и среднемесячных значений с марта по сентябрь ОСО по данным обсерватории [16] и температуры по данным метеостанции [17] варьируются от 0,3 до 0,75. Отрицательные значения коэффициента корреляции указывают на то, что в деревьях запускается механизм, связанный с приростом годичных колец. В целом чувствительность усредненной MXD к изменениям ОСО малозаметно выше, чем к изменениям температуры. Корреляция MXD с осадками отсутствует.

Оптимальные условия роста деревьев

Изменения температуры и количества выпавших осадков [18] характеризуют лесную зону Сибирской равнины как зону с оптимальными условиями роста хвойных, синхронность данных при этом низкая [19]. Хотя рассчитанный по суммам Т и Н (с 1960 по 2010 гг.) гидротермический индекс (1,52) позволяет отнести исследуемую лесную территорию к зоне избыточного увлажнения почвы [20], такое соотношение влажности и температуры окружающей среды не отражается на годичном приросте хвойных или отражается очень редко [21]. Таким образом, к выбранной лесной зоне сложно применить дендрохронологическую методику в классическом виде. Так, керны – материал для измерений MXD – должны быть взяты у деревьев, прирост которых ограничивается тем или иным климатическим фактором, а также у деревьев, произрастающих в неблагоприятных и экстремальных условиях [22]. Условия сбора кернов сосны кедровой в окрестностях г. Томска не отвечают этим требованиям, поэтому данные измерений MXD, полученные П.П. Силкиным (ИЛ СО РАН) характеризуются отсутствием синхронности, особенно в последние 30 лет.

Многокомпонентная сингулярная спектральная модель отклика МССМ

Годичное кольцо формируется за счет различных метаболических процессов, связанных с условиями роста деревьев. В древесине годового кольца как в композиционном материале можно выделить три основные компоненты: углеродосодержащую матрицу, воду и углекислый газ. Рассмотрим выборку хронологий MXD сосны кедровой сибирской для лесной зоны около г. Томска. Фильтрация FFT сглаживанием двух

годовых колебаний [23] и индексирование данных – обязательное условие методики.

Программа Caterpillar SSA 3.40 [14] позволяет по графикам оценить разложения рядов MXD на отдельные гармоники и матрицы собственных векторов и реконструировать три основные компоненты древесины годичного кольца. Согласно эксперименту % объемного содержания компонент в древесине варьируется в разных диапазонах гармонических колебаний и представляет в сумме 100 % – дендрохронологический сигнал.

Таким образом, нормированная плотность годичных колец $\text{IndexMXD}(t)$ равна сумме индексов основных компонент древесины:

$$\text{IndexMXD}(t) = \text{IC}(t) + \text{IH}_2\text{O}(t) + \text{ICO}_2(t) + \varepsilon,$$

где $\text{IC}(t)$ характеризует содержание в годичных кольцах древесного вещества из углеродных соединений лигнина и целлюлозы; $\text{IH}_2\text{O}(t)$ – содержание в годичных кольцах связанной воды и растворенной в ней углекислого газа, а также воды в полостях между волокнами древесины; $\text{ICO}_2(t)$ – содержание в годичных кольцах CO_2 определяется объемом пустот в клетках древесины; ε – неучтенный % компонент. Экспериментальные измерения показали, что значения индексов объемного содержания варьируются в годичных кольцах для $\text{IC}(t)$ в пределах 70–90 %, $\text{IH}_2\text{O}(t)$ – 13–17 % и $\text{ICO}_2(t)$ – 1,4–2,4 % [11].

Компоненты годичных колец, откликов в воде и углекислом газе $\text{IH}_2\text{O}(t)$ и $\text{ICO}_2(t)$ характеризуют метаболические процессы на клеточном уровне. У отдельных деревьев к выделенным климатическим откликам древесины могут добавляться шумовая и стохастические компоненты, представляющие собой высокочастотные колебания, связанные с изменениями в корневой системе, видовыми особенностями и др. После разложения на $\text{IC}(t)$, $\text{IH}_2\text{O}(t)$, $\text{ICO}_2(t)$ шумовую и стохастическую компоненты можно убрать сглаживанием данных методом LOESS при помощи локальной регрессии с полосой 0,1 [23].

Проверочная модель для МССМ

Построим модель данных MXD y_i^f в момент времени t в виде суммы объемных долей составляющих композита. Экспериментально установлено соотношение объемного содержания компонент композита в момент времени t для древесного вещества x_i , воды z_i , углекислого газа k_i , и ξ_i – случайной помехи.

При правильном выборе % состава компонент с содержанием элементов, соответствующих экспериментальному [11], расчетные значения показателей b , c , d стремятся к единице.

Для решения поставленной задачи методом наименьших квадратов [24] исходим из условия:

$$Q = \sum_{i=1}^n (y_i - bx_i - cz_i - dk_i)^2 \Rightarrow \min_{b,c,d}.$$

Находим и приравниваем частные производные по b , c , d к нулю, и получаем тогда систему линейных уравнений:

$$\begin{cases} b \sum_{i=1}^n x_i^2 + c \sum_{i=1}^n x_i z_i + d \sum_{i=1}^n x_i k_i = \sum_{i=1}^n x_i y_i; \\ b \sum_{i=1}^n x_i z_i + c \sum_{i=1}^n z_i^2 + d \sum_{i=1}^n z_i k_i = \sum_{i=1}^n z_i y_i; \\ b \sum_{i=1}^n x_i k_i + c \sum_{i=1}^n z_i k_i + d \sum_{i=1}^n k_i^2 = \sum_{i=1}^n k_i y_i. \end{cases}$$

Решая систему, находим параметры b , c , d .

Проверка эргодичности выборки

При ограниченной численности выборки дендрохронологических данных и большом разнообразии откликов на изменения окружающей среды требуется оценить информативность выборки. Эргодичность временных рядов в некотором смысле является доказательством того, что рассматриваемая выборка данных может достоверно характеризовать исследуемый процесс.

Рассчитываются средние показатели точности прогноза:

$$\bar{S}_{abs} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i^f - y_i^s,$$

где y_i^s – модельное значение средней относительной ошибки прогноза

$$\bar{S}_{отн} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{y_i^f - y_i^s}{y_i^f} \cdot 100 \%;$$

$\bar{S} < 10 \%$ – высокая точность; средняя абсолютная ошибка прогноза

$$\bar{S}_{abs\ sq} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i^f - y_i^s)^2}.$$

Коэффициент корреляции между исходными и модельными данными $R=1>0,7$ указывает на высокую точность модели.

Далее по статистике d , согласно критерию Дарбина–Уотсона, оценим автокорреляцию остатков рядов. Либо автокорреляция присутствует и в этом случае положительная, либо она отсутствует и отрицательная. Статистика критерия имеет вид:

$$d = \frac{\sum_{i=2}^n (e_i - e_{i-1})^2}{\sum_{i=1}^n e_i^2},$$

где $e_i = y_i^f - y_i^s$. Рассмотрим параметры, зависящие только от времени t . Зададим уровень значимости $\alpha=0,05$, число наблюдений $n=143$ и число независимых параметров модели $k=3$. По таблице значений критических точек критерия Дарбина–Уотсона находим нижнее и верхнее граничные значения критерия $d_L=1,613$ и $d_U=1,736$ [24].

Результаты

Проверка адекватности модели и эргодичности выборки

На рис. 2 показано на примере ряда B из выборки MXD хронологий, как соотносятся между собой компоненты годичных колец. Компоненты IC (76 %),

H_2O (15 %), ICO_2 (1,9 %) получены разложением хронологии MXD в программе Caterpillar SSA 3.40 на компоненты сингулярного спектра.

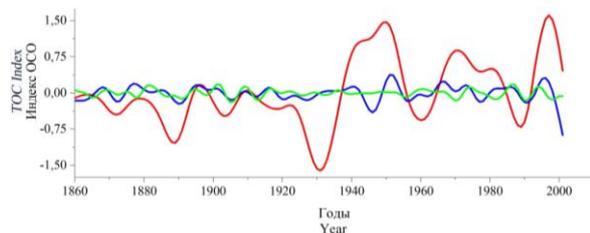


Рис. 2. Разложение одного из рядов MXD на компоненты сингулярным спектральным методом: красная линия IC – 76 %, синяя линия H_2O – 15 %, зеленая линия ICO_2 – 1,9 %; где % есть доля компоненты в дендрохронологическом сигнале

Fig. 2. Decomposition of one of the MXD series into components by the singular spectral method: the red line IC is 76 %, the blue line H_2O is 15 %, the green line ICO_2 is 1,9 %, where % is the proportion of the component in the dendrochronological signal

Рассмотрим данные хронологий В–J. Найдем выборочное среднее и выборочную дисперсию для каждого ряда. Процесс является эргодическим, если одновременно выполняются два условия (равенство выборочных средних и выборочных дисперсий). Согласно критерию Дарбина–Уотсона $d_U < d < 4 - d_U = 2,264$, это значит, что автокорреляции в остатках отсутствуют и что модель качественная [24].

В табл. 1, 2 приведены результаты проверки адекватности модели и эргодичности выборки. В табл. 1 жирным шрифтом выделены строки, автокорреляция остатков модели в которых попадает в зону неопределенности. Временные ряды с такими характеристиками не были включены в выборку для расчета суммарного отклика.

Из табл. 2 следует, что семь значений выборочного среднего выборочной дисперсии практически совпадают между собой с незначительной погрешностью. Таким образом, в рассматриваемом случае оба условия выполняются, поэтому процесс является эргодическим: выборочное среднее по ансамблю $= -8,1\text{E}-08 \approx 0$, а выборочная дисперсия по ансамблю равна ≈ 1 .

Таблица 1. Проверочная модель ряда и ее качество

Table 1. Test model of the series and its quality

№ ряда	Модель/Model	\bar{S}_{abs}	$\bar{S}_{отн}, \%$	\bar{S}_{abssq}	R	d
B	$y_i = 0,999x_i + 1,000z_i + 1,000k_i$	0,0004	4,48	0,0005	1	2,110
C	$y_i = 0,999x_i + 1,000z_i + 1,000k_i$	0,0004	0,15	0,0005	1	1,816
D	$y_i = 1,000x_i + 1,000z_i + 1,000k_i$	0,0004	0,13	0,0005	1	2,162
E	$y_i = 1,000x_i + 1,000z_i + 0,999k_i$	0,0004	0,21	0,0005	1	1,727
F	$y_i = 0,999x_i + 0,999z_i + 0,999k_i$	0,0004	0,15	0,0005	1	1,987
G	$y_i = 0,999x_i + 0,999z_i + 1,000k_i$	0,0004	0,02	0,0005	1	1,889
H	$y_i = 0,999x_i + 1,000z_i + 0,999k_i$	0,0004	0,11	0,0005	1	1,732
I	$y_i = 0,999x_i + 1,000z_i + 1,000k_i$	0,0004	0,15	0,0005	1	1,999
J	$y_i = 1,000x_i + 0,999z_i + 0,999k_i$	0,0004	0,91	0,0005	1	1,853

\bar{S}_{abs} – показатель точности прогноза; $\bar{S}_{отн}$ – относительная ошибка прогноза; \bar{S}_{abssq} – абсолютная ошибка прогноза; R – коэффициент корреляции между исходными и модельными данными; d – статистика критерия Дарбина–Уотсона.

\bar{S}_{abs} is the indicator of forecast accuracy; $\bar{S}_{отн}$ is the relative forecast error; \bar{S}_{abssq} is the absolute forecast error; R is the correlation coefficient between the initial and model data; d is the Durbin–Watson statistic.

Таблица 2. Проверка эргодичности. Средние значения выборки данных \bar{x}_b при дисперсии $D_b = 1,0$ для территории Томской области, Западная Сибирь

Table 2. Ergodicity check. The average values of the data sample \bar{x}_b with the variance $D_b = 1,0$ for the territory of the Tomsk region, Western Siberia

№ ряда	B	C	D	F	G	I	J
\bar{x}_b	-6,5E-7	2,19E-7	-2,8E-7	-4,9E-7	3,5E-7	-2,1E-7	-1,7E-7

Реконструкция ОСО в зонах с лимитирующим годичный прирост фактором

Хронология-индикатор получена усреднением стандартных MXD и фильтрацией низкочастотных составляющих. Корреляция плотности годичных колец и изменений ОСО составила $R = -0,63$ при вероятностном уровне $p < 0,001$.

На рис. 3 приведена реконструкция ОСО по регрессионной модели с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,55$ и критерием Фишера $F = 39,4$. Результаты верификации с 1967 по 1932 гг. по данным калибровоч-

ного периода с 1998 по 1968 гг. подтверждают возможность использования для реконструкции ОСО более коротких данных спутниковых наблюдений.

В реконструкции ОСО наблюдаются циклические закономерности с периодами колебаний 5, 7, 11, 14, 22, 49 лет.

Реконструкция ОСО в зонах с оптимальными условиями для годичного прироста

Рассматривалась выборка MXD хронологий для 9 деревьев сосны кедровой, произрастающих на территории Томской области (Западная Сибирь).

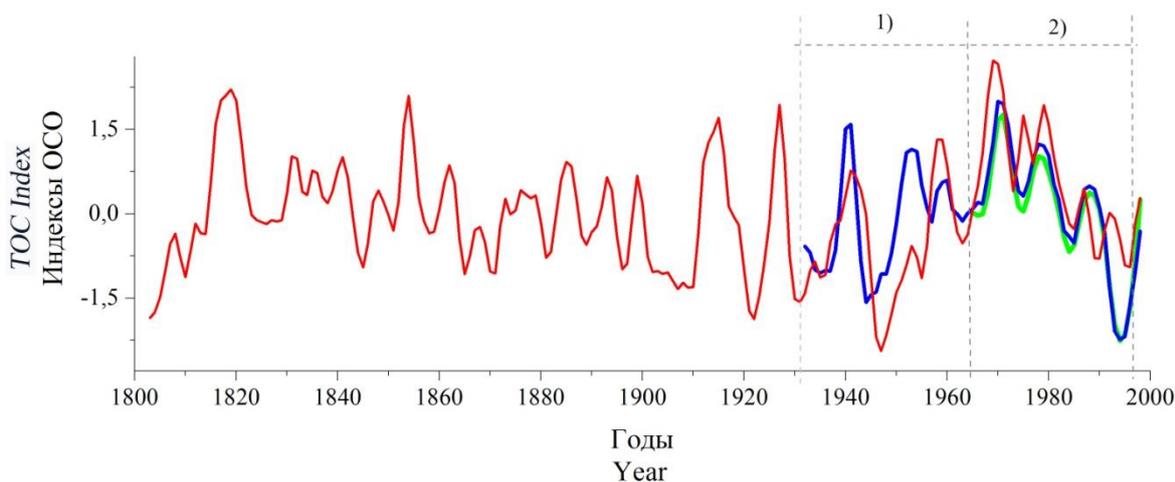


Рис. 3. Реконструкция ОСО (красная линия), ряд инструментальных наблюдений ОСО (синяя линия) и верификация (2) реконструкции (зеленая линия) по учебной выборке (1) для Ароза, Швейцария

Fig. 3. Reconstruction of the TOC (red line), a series of instrumental observations of the TOC (blue line) and verification (2) of the reconstruction (green line) of the training sample (1) for Arosa, Switzerland

На проверочной модели была оценена достоверность разложения хронологий на компоненты $IC(t)$, $IH_2O(t)$, $ICO_2(t)$. Все расчетные коэффициенты оказались близкими к единице. Но по автокорреляции остатков разложения две хронологии MXD попадали в зону неопределенности. Эти данные были исключены из исследуемой выборки.

Корреляционный анализ связей среднемесячных значений ОСО с рядами $IC(t)$, $IH_2O(t)$ показал присутствие значимых положительных и отрицательных откликов. Корреляция компонент $ICO_2(t)$ и ОСО наблюдалась только в сентябре предыдущего года. По результатам корреляционного анализа, приведен-

ного в табл. 3, был найден суммарный отклик $\Sigma IndexMXD(t) = P1(t) + P2(t) + P3(t)$, где

$$P1(t) = \frac{-b1(t) - c1(t) + d1(t) + f1(t) + g1(t) - j1(t)}{6},$$

$$P2(t) = \frac{-c2(t) + d2(t) + f2(t) + g2(t) + j2(t)}{5},$$

$$P3(t) = \frac{c3(t) + d3(t) - g3(t) + j(t)}{4},$$

где $P1-P3$ – отклики по компонентам, чувствительным к ОСО, у хронологии $B(t)$, ее элементы обозначены $b1(t)$, $b2(t)$ и $b3(t)$, обозначения для других хронологий аналогичные.

Таблица 3. Корреляционный анализ средних изменений ОСО, температуры (Т), осадков (Н) и MXD-компонент древесины годовых колец 1 – $IC(t)$, 2 – $IH_2O(t)$, 3 – $ICO_2(t)$, * – отсутствие корреляции

Table 3. Correlation analysis of average changes in TOC, temperature (T), precipitation (H) and MXD components of the wood of annual rings 1 – $IC(t)$, 2 – $IH_2O(t)$, 3 – $ICO_2(t)$, * – no correlation

	P1 (76–92 % MXD)			P2 (12–14 % MXD)			P3 (1–3 % MXD)		
	ОСО (апрель–сентябрь) April–September	Т	Н	ОСО	Т	Н	ОСО (сентябрь) September	Т	Н
<i>B</i>	–0,5	0,4	*	*	–0,5	*	*	–0,6	0,8
<i>C</i>	–0,8	0,8	*	–0,6	0,7	*	0,7	*	*
<i>D</i>	0,9	–0,5	*	0,8	–0,6	*	0,5	0,6	–0,8
<i>E</i>	автокорреляция остатков проверочной модели попадает в зону неопределенности autocorrelation of the remnants of the verification model falls into the zone of uncertainty								
<i>F</i>	0,9	–0,7	*	0,5	–0,5	*	*	*	*
<i>G</i>	0,7	*	*	0,3	*	*	–0,7	–0,6	0,8
<i>H</i>	автокорреляция остатков проверочной модели попадает в зону неопределенности autocorrelation of the remnants of the verification model falls into the zone of uncertainty								
<i>I</i>		0,4	–0,3	*	*	*	*	*	0,3
<i>J</i>	–0,7	*	*	0,7	*	*	0,7	*	*

Регрессионная модель реконструкции изменений атмосферного озона по суммарному отклику МССМ годовых колец характеризуется коэффициентом корреляции $R=0,96$ при сдвиге рядов относительно друг друга 1 год (без сдвига $R=0,91$), коэффициентом детерминации $R^2=0,91$ и критерием Фишера $F=240,1$ (рис. 4).

Наличие в древесно-кольцевых хронологиях циклических колебаний разных порядков является показателем биологической устойчивости древостоев, так как свидетельствует о приспособляемости деревьев к смене климатических условий. По годовичным кольцам реконструирована цикличность колебаний ОСО, индуцированная солнечной активностью и сменой кли-

матических эпох. В реконструкции ОСО наблюдаются циклические закономерности с периодами колебаний 5, 7, 11, 14, 22, 33, 52 года.

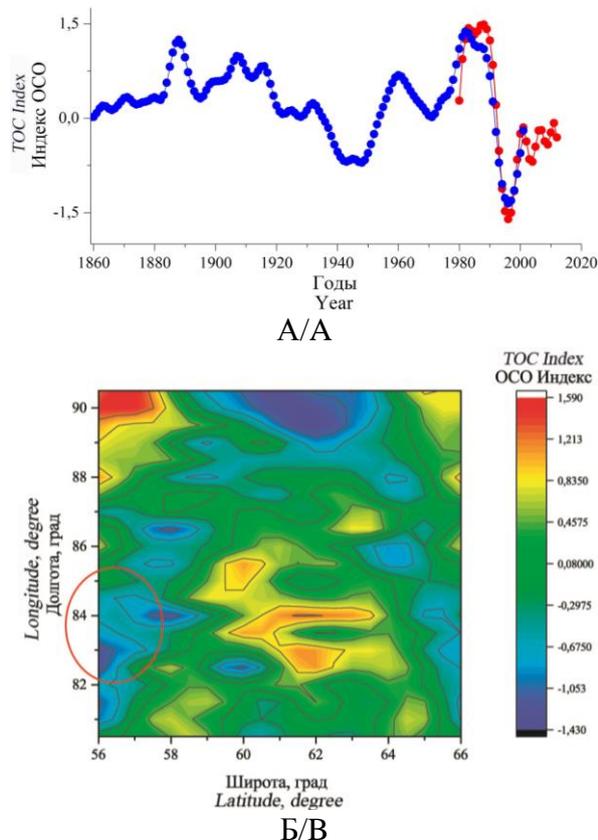


Рис. 4. (А) Временные ряды реконструированных (синий цвет) и инструментальных среднемесячных с апреля по сентябрь данных ОСО (красный цвет) для Томской области Западной Сибири; (Б) Пространственно-временное распределение ОСО для зоны 56°–66° с.ш. и 80°–90° в.д. по данным спутникового зондирования. Средние значения ОСО за период с 1979 по 2020 гг. опубликованы на [5]. Окружностью выделена зона Томского района

Fig. 4. (A) Time series of reconstructed (blue color) and instrumental monthly average from April to September TOC data (red color) for the Tomsk region of Western Siberia; (B) The spatial-temporal distribution of the TOC for the zone of 56°–66° North latitude and 80°–90° East longitude according to satellite sensing data. The average TOC values for the period from 1979 to 2020 are published on [5]. The circle marks the area of the Tomsk district

Несмотря современную тенденцию роста уровня озона в стратосфере, изменения ОСО не вернулись к

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зонирование территории для целей лесовосстановления по изменениям общего содержания озона в атмосфере (на примере Томской области) / В.В. Зуев, С.Л. Бондаренко, Д.А. Савчук, А.Ю. Бочаров // География и природные ресурсы. – 2009. – № 3. – С. 42–47.
2. Роль крупных вулканических извержений в разрушении стратосферного озона и деградации хвойных лесов / В.В. Зуев, Н.Е. Зуева, Е.С. Савельева, Е.М. Короткова, А.В. Павлинский // Оптика атмосферы и океана. – 2022. – Т. 35. – № 2. – С. 150–154.

своим средним историческим значениям, уровень УФ-В по-прежнему высок, отдельные районы по-прежнему являются благоприятными для высадки саженцев, в частности Томский район, выделенный на рис. 4, б красной окружностью.

Заключение

Характеристики реконструкций ОСО, выполненных для различных лесных зон по разным методикам, демонстрируют высокую достоверность и долгопериодные колебания. Достоверность реконструкции ОСО на основе МССМ заметно выше. В этом случае реконструкция выполнена по сумме откликов деревьев в сформированных за период сезонного роста основных составляющих древесины годичного кольца. Расчет статистических характеристик Дарбина–Уотсона помогает сформировать выборку временных рядов – эргодических биоиндикаторов, характеристики которых отражают изменения в атмосфере.

До настоящего времени изменения в кольце рассматривались либо на уровне всего кольца, либо на клеточном уровне. Вместе с тем древесина – это природный полимерный композит, химические компоненты которого можно рассматривать на уровне молекулярных соединений углерода С (твердотельная компонента), свободной и связанной воды (жидкая компонента) и газовой компонента, заполненной в основном CO_2 . Выделение структурных компонент для многокомпонентной модели стало возможным после экспериментальных измерений % содержания древесной, водной и газообразной составляющих древесины в годичном кольце.

В дальнейшем использование модели МССМ может быть расширено, число компонент увеличено. Так, в зависимости от вида сосны различают деревья с большим количеством смолы в смоляных ходах. Число рассматриваемых компонент для таких деревьев может быть увеличено до 4. В настоящее время при измерениях MXD рентгенографическим методом смола экстрагируется из ядер и годичные изменения в ней не учитываются.

Разработанная биоиндикационная методика на базе МССМ наиболее эффективна для реконструкции атмосферных параметров для лесных зон с оптимальными условиями ежегодного прироста деревьев. Данные реконструкции ОСО для таежной зоны Томской области могут быть использованы для прогноза и рекомендаций по лесохозяйственной политике.

Исследование выполнено в рамках госбюджетной темы № 121031300156-5.

3. Nassour R., Ayash A. Effects of ultraviolet-B radiation in plant physiology // Agriculture (Pol'nohospodárstvo). – 2021. – V. 67. – P. 1–15.
4. Bondarenko S.L., Savchuk D.A. Response of conifers to UV-B and climate in mountain areas // Global Journal of Environmental Science and Management. – 2018. – V. 4. – № 3. – P. 299–314.
5. TEMIS. URL: <http://temis.nl> (дата обращения 15.02.2022).
6. Еланский Н.Ф. Российские исследования атмосферного озона и его предшественников в 2015–2018 гг. // Известия РАН. Физика атмосферы и океана. – 2020. – Т. 56. – № 2. – С. 170–185.

7. Detectability of the impacts of ozone-depleting substances and greenhouse gases upon stratospheric ozone accounting for nonlinearities in historical forcings / J. Bandoro, S. Solomon, B.D. Santer, D.E. Kinnison, M.J. Mills // *Atmos. Chem. Phys.* – 2018. – V. 18. – № 1. – P. 143–166.
8. Chiodo G., Polvani L.M. The response of the ozone layer to quadrupled CO₂ concentrations: implications for climate // *Journal of climate.* – 2020. – V. 32. – P. 7639–7642.
9. Абалов Н.В., Губарев В.В. Автоматическая группировка компонент разложения временного ряда при сингулярном спектральном анализе // *Труды СПИИРАН.* – 2015. – Вып. 43. – С. 68–82.
10. Golyandina N., Zhigljavsky A. Singular spectrum analysis for time series. *SpringerBriefs in Statistics.* – Berlin Heidelberg: Springer Nature, 2020. – 146 p.
11. Позитронная спектроскопия древесной структуры сосны сибирской кедровой / К.П. Арефьев, А.Л. Бондаренко, С.Л. Бондаренко, А.М. Лидер, Р.С. Лаптев, Ю.С. Бордулев, А.Н. Михайлов // *Известия высших учебных заведений. Физика.* – 2014. – Т. 57. – № 11-2. – С. 261–265.
12. Тишин Д.В., Чижикова Н.А. Дендрохронология. – Казань: Казанский университет, 2018. – 34 с.
13. Зуев В.В., Бондаренко С.Л. Исследование озоносферы методами дендрохронологии. – Томск: Изд-во СО РАН, 2007. – 168 с.
14. Caterpillar. URL: <https://www.gistatgroup.com> (дата обращения 15.02.2022).
15. WSL Dendro Database. URL: <https://www.ncei.noaa.gov/access/paleo-search> (дата обращения 15.02.2022).
16. On the compatibility of Brewer total column ozone measurements in two adjacent valleys (Arosa and Davos) in the Swiss Alps / R. Stübi, H. Schill, J. Klausen, L. Vuilleumier, J. Grobner, L. Egli, D. Ruffieux // *Meas. Tech.* – 2017. – V. 10. – P. 4479–4490. URL: <https://doi.org/10.5194/amt-10-4479-2017> (дата обращения 15.02.2022).
17. Begert M., Schlegel T., Kirchhofer W. Homogeneous temperature and precipitation series of Switzerland from 1864 to 2000 // *Int. J. Climatol.* – 2005. – V. 25. – P. 65–80. URL: <https://doi.org/10.1002/joc.1118> (дата обращения 15.02.2022).
18. Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. URL: <http://meteo.ru/data> (дата обращения 15.02.2022).
19. Маркелова А.Н., Николаева С.А., Тартаковский В.А. Совместная фильтрация древесно-кольцевых хронологий *Pinus sylvestris* L., произрастающей в оптимальных условиях // *Journal of Siberian Federal University. Biology.* – 2012. – № 1. – P. 13–26.
20. Поляков Д.В., Кужевская И.В. Применение кластерного анализа для оценки температурно-влажностных условий в период активной вегетации на территории юга Западной Сибири и его связь с гидротермическим коэффициентом Т. Г. Селянинова // *Вестн. Том. гос. ун-та.* – 2012. – № 360. – С. 188–192.
21. Велисевич С.Н., Хуторной О.В. Влияние климатических факторов на радиальный рост кедра и лиственницы в экотопах с различной влажностью почвы на юге Западной Сибири // *Журнал Сибирского Федерального университета. Биология.* – 2009. – Т. 2. – № 1. – С. 117–132.
22. Методы дендрохронологии. Ч. 1: Основы дендрохронологии. Сбор и получение древесно-кольцевой информации / С.Г. Шиятов, Е.А. Ваганов, А.В. Кирдянов, В.Б. Круглов, В.С. Мазепа, М.М. Наурызбаев, Р.М. Хантемиров. – Красноярск: Краснояр. гос. ун-т, 2000. – 80 с.
23. OriginLab. URL: <https://originlab.com> (дата обращения 15.02.2022).
24. Елисеева И.И. Эконометрика. – М.: Изд-во «Юрайт», 2018. – 449 с.

Поступила 09.03.2022 г.

Информация об авторах

Зуев В.В., член-корреспондент РАН, доктор физико-математических наук, профессор, заведующий лабораторией геосферно-биосферных взаимодействий Института мониторинга климатических и экологических систем Сибирского отделения Российской академии наук.

Бондаренко С.Л., кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории геосферно-биосферных взаимодействий Института мониторинга климатических и экологических систем Сибирского отделения Российской академии наук.

Устинова И.Г., кандидат технических наук, доцент Школы базовой инженерной подготовки Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 551.510:630*561.24

RECONSTRUCTION OF CHANGES IN STRATOSPHERIC OZONE IN THE TAIGA FORESTS BASED OF THE SINGULAR SPECTRAL ANALYSIS

Vladimir V. Zuev¹,
vzuev@list.ru

Svetlana L. Bondarenko¹,
bond_sl@inbox.ru

Irina G. Ustinova²,
igu@tpu.ru

¹ Institute of Monitoring of Climatic and Ecological Systems Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 10/3, Akademicheskoy avenue, Tomsk, 634055, Russia.

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

The relevance. The problem of reducing the level of stratospheric ozone and the interest in its past changes are associated with the increase in the dose of ultraviolet radiation in the short-wave range reaching the Earth's surface. Reconstruction and prediction of long-period fluctuations of the studied parameters can be carried out using the method of multiple regression according to the density of annual growth rings of conifers. In order to expand the experimental data base, exploratory work is being carried out to measure new characteristics of annual growth rings, as well as the mathematical apparatus of data preprocessing techniques is being refined, the connections of bioindicators with atmospheric parameters are being analyzed and new models of their prediction are being developed. Reconstruction of historical changes in atmospheric characteristics can be considered in the context of the prospect of artificial restoration of forest resources. **The aim** of the research is to discuss a technique for reconstructing the total ozone content based on a multicomponent singular spectral model of the response of conifers annual growth rings.

Objects. During the growing season, trees form a woody structure of annual growth rings with the properties of a composite material. Each of the components of the annual growth rings such as a carbon-containing matrix, water and carbon dioxide contains responses to changes in environmental conditions. On the basis of a multicomponent model, the total responses of annual rings obtained using the Caterpillar SSA 3.40 software can be used to reconstruct changes in the total ozone content in zones with optimal coniferous growth conditions, as opposed to zones with dominance of the temperature factor.

Methods: dendrochronological method; singular spectral analysis; econometric methods of time series analysis; data mining; simulation modeling.

Results. The reliability of the model of responses of coniferous annual growth rings to changes in atmospheric parameters is confirmed by a sample of ergodic chronologies of wood components. The Durbin–Watson statistic makes it possible to identify a group of chronologies in whose models there is no autocorrelation of perturbations. The use of the cumulative response model for three wood components significantly increases the reliability of the reconstruction of the studied atmospheric parameters for the taiga zone with optimal conditions for annual tree growth. The data of the reconstruction of the total ozone content for the taiga zone of the Tomsk region allow us to conclude that despite the increase in the ozone level in the stratosphere, the changes in the total ozone content have not returned to their average historical values, the level of UV-B is still high, but nevertheless the territory and the modern period are favorable for forest plantations.

Key words:

Ultraviolet B radiation, air temperature, amount of precipitation, wood density, annual rings.

The research was carried out within the State Budgetary topic no. 121031300156-5.

REFERENCES

- Zuev V.V., Bondarenko S.L., Savchuk D.A., Bocharov A.Yu. Zonirovanie territorii dlya tseley lesovosstanovleniya po izmeneniyam obshchego soderzhaniya ozona v atmosfere (na primere Tomskoy oblasti) [Zoning of the territory for the purposes of reforestation based on changes in the total ozone content in the atmosphere (on the example of the Tomsk region)]. *Geografiya i prirodnye resursy*, 2009, no. 3, pp. 42–47.
- Zuev V.V., Zueva N.E., Savelieva E.S., Korotkova E.M., Pavlinsky A.V. The role of large volcanic eruptions in stratospheric ozone depletion and degradation of coniferous forests. *Atmospheric and Oceanic Optics*, 2022, vol. 35, no. 2, pp. 150–154. In Rus.
- Nassour R., Ayash A. Effects of ultraviolet-B radiation in plant physiology. *Agriculture (Pol'nohospodarstvo)*, 2021, vol. 67, pp. 1–15.
- Bondarenko S.L., Savchuk D.A. Response of conifers to UV-B and climate in mountain areas. *Global Journal of Environmental Science and Management*, 2018, vol. 4, no. 3, pp. 299–314.
- TEMIS. Available at: <http://temis.nl> (accessed 15 February 2022).
- Elansky N.F. Russian studies of atmospheric ozone and its precursors in 2015–2018. *Izv. Physics of atmosphere and ocean*, 2020, vol. 56, no. 2, pp. 170–185. In Rus.
- Bandoro J., Solomon S., Santer B.D., Kinnison D.E., Mills M.J. Detectability of the impacts of ozone-depleting substances and greenhouse gases upon stratospheric ozone accounting for nonlinearities in historical forcings. *Atmos. Chem. Phys.*, 2018, vol. 18, no. 1, pp. 143–166.
- Chiodo G., Polvani L.M. The response of the ozone layer to quadrupled CO₂ concentrations: implications for climate. *Journal of climate*, 2020, vol. 32, pp. 7639–7642.
- Abalov N.V., Gubarev V.V. Avtomaticheskaya gruppировка komponent razlozheniya vremennogo ryada pri singulyarnom spektralnom analize [Automatic grouping of time series decomposition components in singular spectral analysis]. *Trudy SPIRAN*, 2015, no. 43, pp. 68–82.
- Golyandina N., Zhigljavsky A. *Singular Spectrum Analysis for Time Series*. Berlin Heidelberg, Springer Nature, 2020. 146 p.

11. Arefyev K.P., Bondarenko A.L., Bondarenko S.L., Leader A.M., Laptev R.S., Bordulev Yu.S., Mikhailov A.N. Positron spectroscopy of the woody structure of Siberian cedar pine. *Russian Physics Journal*, 2014, vol. 57, no. 11-2, pp. 261–265. In Rus.
12. Tishin D.V., Chizhikova N.A. *Dendrokronologiya* [Dendrochronology]. Kazan, Kazan University Publ., 2018. 34 p.
13. Zuev V.V., Bondarenko S.L. *Issledovanie ozonosfery metodami dendrokronologii* [Study of the ozonosphere by dendrochronology methods]. Tomsk, SO RAN Publ., 2007. 168 p.
14. *Caterpillar*. Available at: <https://www.gistatgroup.com> (accessed 15 February 2022).
15. *WSL Dendro Database*. Available at: <https://www.ncei.noaa.gov/access/paleo-search> (accessed 15 February 2022).
16. Stübi R., Schill H., Klausen J., Vuilleumier L., Grobner J., Egli L., Ruffieux D. On the compatibility of Brewer total column ozone measurements in two adjacent valleys (Arosa and Davos) in the Swiss Alps. *Meas. Tech.*, 2017, vol. 10, pp. 4479–4490. Available at: <https://doi.org/10.5194/amt-10-4479-2017> (accessed 15 February 2022).
17. Begert M., Schlegel T., Kirchhofer W. Homogeneous temperature and precipitation series of Switzerland from 1864 to 2000. *Int. J. Climatol.*, 2005, vol. 25, pp. 65–80. Available at: <https://doi.org/10.1002/joc.1118> (accessed 15 February 2022).
18. *Federalnaya sluzhba po gidrometeorologii i monitoringu okruzhayushchey sredy* [Federal service in hydrometeorology and monitoring of environment]. Available at: <http://meteo.ru/data> (accessed 15 February 2022).
19. Markelova A.N., Nikolaeva S.A., Tartakovskiy V.A. Joint filtration of tree-ring chronologies of *Pinus sylvestris* L. growing in optimal conditions. *Journal of Siberian Federal University. Biology*, 2012, no. 1, pp. 13–26. In Rus.
20. Polyakov D.V., Kuzhevskaya I.V. Primenenie klaster'nogo analiza dlya otsenki temperaturno-vlazhnostnykh usloviy v period aktivnoy vegetatsii na territorii yuga Zapadnoy Sibiri i ego svyaz s gidrotermicheskim koeffitsientom T.G. Selyaninova [Application of cluster analysis to assess temperature and humidity conditions during active vegetation in the South of Western Siberia and its relationship with the hydrothermal coefficient of T. G. Selyaninov]. *Vestn. Tom. gos. un-ta*, 2012, no. 360, pp. 188–192.
21. Velisevich S.N., Khutornoy O.V. Vliyanie klimaticheskikh faktorov na radialny rost kedra i listvennitsy v ekotopakh s razlichnoy vlazhnostyu pochvy na yuge Zapadnoy Sibiri [The influence of climatic factors on the radial growth of cedar and larch in ecotopes with different soil moisture in the south of Western Siberia]. *Zhurnal Sibirskogo Federalnogo universiteta. Biologiya*, 2009, vol. 2, no. 1, pp. 117–132.
22. Shiyatov S.G., Vaganov E.A., Kirdeyanov A.V., Kruglov V.B., Mazepa V.S., Naurzbaev M.M., Khantemirov R.M. *Metody dendrokronologii. Ch. 1: Osnovy dendrokronologii. Sbor i poluchenie drevesno-koltsevoy informatsii* [Methods of dendrochronology. P. 1: Fundamentals of dendrochronology. Collecting and receiving tree-ring information]. Krasnoyarsk, Krasnoyarsk State University Publ., 2000. 80 p.
23. *OriginLab*. Available at: <https://originlab.com> (accessed 15 February 2022).

Received: 9 March 2022.

Information about the authors

Vladimir V. Zuev, RAS correspondent member, Dr. Sc., professor, head of the Laboratory of Geosphere-Biosphere Interactions, Institute of Monitoring of Climatic and Ecological Systems Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Svetlana L. Bondarenko, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Monitoring of Climatic and Ecological Systems Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Irina G. Ustinova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.276

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БЕСПОДХОДНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Дерендяев Роман Алексеевич,
omgvood19@gmail.com

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»,
Россия, 614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62.

Актуальность. Кислотные обработки являются одним из наиболее распространенных методов повышения продуктивности добывающих скважин, эксплуатирующих карбонатные отложения. Технология бесподходных кислотных обработок представляется как перспективная альтернатива стандартным обработкам призабойной зоны пласта. Традиционная обработка проводится с постановкой бригады капитального ремонта и занимает порядка 15 дней. С развитием бесподходных технологий и внедрением новых кислотных составов сокращается время обработки до пяти дней, что представляется экономически целесообразнее для предприятия-недропользователя. Промышленный опыт применения такого типа кислотных обработок на месторождениях Пермского края составляет более четырех лет. Однако в ряде случаев нельзя утверждать о наличии эффекта от проведения бесподходной обработки, а скорее об оптимизации работы глубинно-насосного оборудования. Необходим детальный анализ результатов промышленного внедрения и оценка дальнейших перспектив применения технологии бесподходных кислотных обработок.

Цель: анализ эффективности проведения кислотных обработок без постановки бригады капитального ремонта на карбонатных объектах нефтяных месторождений для эффективного подбора скважин-кандидатов.

Объект: карбонатные коллектора месторождений Пермского края.

Методы: геолого-промысловый анализ, факторный анализ, методы линейного дискриминантного анализа.

Результаты. На основании анализа промысловых данных с применением различных статистических методов подтверждена эффективность бесподходных технологий и оценена продолжительность эффекта после выполнения мероприятия, определены наиболее перспективные и наименее целесообразные объекты для продолжения проведения обработок. С помощью методик линейного дискриминантного анализа однозначно выделены группы эффективных и неэффективных скважино-операций. Актуализированы критерии для повышения качества подбора скважин-кандидатов для последующих геолого-технических мероприятий. По всей совокупности выборки сформирована статистическая модель для прогноза прироста дебита нефти после бесподходной обработки призабойной зоны в зависимости от комплекса определяющих геолого-технологических параметров. Для модели отмечена высокая сходимость с фактическими данными. Основываясь на полученных результатах, проведена оценка прироста дебита нефти исследуемым составом на скважинах-кандидатах: установлена высокая вероятность проведения эффективного мероприятия.

Ключевые слова:

Кислотное воздействие, обработка без бригады ремонта, кислотный состав, оценка эффективности, карбонатный коллектор, факторный анализ, дискриминантный анализ.

Введение

В период эксплуатации скважины происходит кольматация призабойной зоны пласта различными продуктами: смолистыми веществами, частицами горной породы, минеральными солями или парафином, следствием чего является ухудшение фильтрационных характеристик пласта в районе дренирования скважины [1–4]. Совокупность данных явлений приводит к тому, что происходит снижение продуктивности скважины. Наиболее распространенным методом интенсификации добычи нефти для повышения продуктивности скважины является кислотная обработка. Ее суть заключается в увеличении естественных пустот коллектора и создании новых фильтрационных каналов различной геометрии и направленности посредством растворения горной породы химическими агентами [5–8]. Технологическая реализация данной операции является наиболее простой в сравнении с другими методами, а также имеется большой опыт ее применения на нефтяных месторождениях России, в том числе на карбонатных объектах месторождений Пермского края [9–11]. Технология бесподходных кислотных обработок представляется как перспективная альтернатива

стандартным обработкам призабойной зоны пласта (ПЗП). Традиционная кислотная обработка проводится с постановкой бригады капитального ремонта (КРС) и занимает порядка 15 дней. С развитием бесподходных технологий и внедрением новых кислотных составов сокращается время обработки до пяти дней, что экономически целесообразно для предприятия-недропользователя. Закачка композиции осуществляется через затрубное пространство с последующим освоением погружным насосом на технологическую емкость. Кроме сокращения затрат на КРС и снижения недоборов при проведении геолого-технического мероприятия (ГТМ) отмечается снижение коррозионной активности кислоты и очистка ПЗП от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [12].

Композиция, применяемая на месторождениях Пермского края для проведения бесподходной обработки призабойной зоны (ОПЗ), является гидрофобной углеводородной эмульсией: внешней фазой является жидкая углеводородная составляющая, а дисперсной фазой – соляная кислота [13–15].

Состав успешно протестирован на всех стадиях опытно-промышленных работ (ОПР) в 2017 г. и при-

нят в промышленное применение. Развитие технологии бесподходных кислотных обработок на добывающем фонде скважин месторождений Пермского края проводилось в 2 этапа: 2018–2019 и 2020–2021 гг. По результатам проведенных работ за первые два года приняты соответствующие решения для увеличения эффективности технологии, однако обобщение опыта использования данного состава для оценки целесообразности дальнейшего применения не проведено.

За четыре года промышленного применения проведено 59 скважино-операций на 21 месторождении. Прирост дебита нефти после обработки достаточно не постоянен, диапазон изменений от –3,3 до +6,7 т/сут. При первичном анализе исходной информации отмечено, что увеличение дебита по ряду скважин связано со снижением забойного давления: технологический режим работы глубинно-насосного оборудования (ГНО) после не соответствует режиму до ГТМ. Таким образом, в ряде ситуаций нельзя утверждать о наличии эффекта от проведения бесподходной ОПЗ, а скорее об оптимизации работы ГНО. Для оценки эффективности кислотных обработок привлечены статистические методы анализа, позволяющие выполнить детальный анализ результатов промышленного применения и оценить дальнейшие перспективы применения технологии бесподходных кислотных обработок.

Интегральный метод факторного анализа

Факторный анализ – метод исследования, который позволяет оценить влияние какого-либо аргумента, переменной на конечный результат функции. Данный вид анализа широко применяют в различных научных направлениях: в психометрии, психологии, социологии, статистике, экономике и других науках.

Имеется много способов для измерения взаимосвязи факторов, в основном используются следующие: способ абсолютных и процентных разниц, цепной подстановки, интегральный метод [16–20]. Указанные методы могут быть использованы с целью определения эффективности ГТМ. Однако стоит отметить, что данные способы не могут быть равнозначно применимы для оценки успешности операции. Решением задачи оценки успешности выполненного мероприятия будет являться определение перечня причин отсутствия прироста дебита нефти после проведенного мероприятия. В частности, изменение таких параметров, как, например, пластовое или забойное давление, обводненность и другие, может являться причиной несоответствия плановому дебиту нефти. С целью выбора способа для выполнения факторного анализа рассмотрены вышеперечисленные подходы.

В способе цепной подстановки оценка влияния переменных может быть рассчитана в зависимости от того, какой параметр будет оцениваться первоначально.

$$\Delta Q_{н.ж} = (Q_{ж_2} - Q_{ж_1}) \cdot (1 - W_1),$$

$$\Delta Q_{н.в} = Q_{ж_2} \cdot (W_1 - W_2).$$

В качестве недостатка данного метода можно отметить взаимосвязь результата с последовательностью подстановки исследуемых факторов.

Аналогичный алгоритм расчета имеет способ процентных разниц, с тем лишь отличием, что оценка производится в относительных величинах. Расчеты выполняются по указанным ниже формулам:

$$\Delta Q_{н.ж} = \frac{Q_{н_1} \cdot (Q_{ж_2} - Q_{ж_1})}{Q_{ж_1}},$$

$$\Delta Q_{н.в} = \frac{(Q_{н_1} - \Delta Q_{н.ж}) \cdot (W_1 - W_2)}{1 - W_1}.$$

Способы цепных подстановок и процентных разниц характеризуются недостатком. Данные алгоритмы базируются на методе элиминирования, сущность которого заключается в определении влияния только одного конкретного фактора на целевую переменную, исключая взаимосвязанное, обобщенное воздействие всех других рассматриваемых переменных. Таким образом, оставшийся неразложенный остаток от совокупного взаимодействия исследуемых параметров увеличивает долю влияния последнего рассчитываемого фактора.

Более объективный анализ может быть выполнен с помощью интегрального метода. Данный метод позволяет достигнуть полного разложения конечного показателя по факторам и получить более достоверные результаты по сравнению с альтернативными способами, поскольку конечный остаток от разложения целевой переменной не корректирует величину влияния какого-либо параметра, а распределяется равномерно между всеми исследуемыми.

Влияние факторов может быть направлено как в положительную, так и в отрицательную сторону. Поэтому интегральный метод базируется на операции дифференцирования, то есть на бесконечно малых интервалах производится определение изменений целевого параметра, которые в дальнейшем суммируются. Для решения практических задач, ввиду наличия определенных трудностей по вычислению некоторых интегральных функций, используют следующие формулы:

$$\Delta Q_{н.ж} = (Q_{ж_2} - Q_{ж_1}) \cdot \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2}\right),$$

$$\Delta Q_{н.в} = \left(\frac{Q_{ж_1} + Q_{ж_2}}{2}\right) \cdot (W_1 - W_2),$$

где $\Delta Q_{н.ж}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) дебита жидкости; $\Delta Q_{н.в}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) обводненности добываемой продукции; Q_1, Q_2 – дебит жидкости до и после ГТМ; W_1, W_2 – обводненность добываемой продукции до и после ГТМ.

С целью оценки прироста (снижения) дебита нефти по причине улучшения (ухудшения) энергетического состояния и фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта применяются формулы, аналогичные выше представленным:

$$\Delta Q_{н.пл} = \left(\frac{K_{прод_2} + K_{прод_1}}{2}\right) \cdot (P_{пл_2} - P_{пл_1}) \times$$

$$\times \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2}\right),$$

$$\Delta Q_{н.Рзаб} = \left(\frac{K_{прод2} + K_{прод1}}{2} \right) \cdot (P_{заб2} - P_{заб1}) \times \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2} \right),$$

$$\Delta Q_{н.Кпрод} = \left(\frac{P_{пл2} + P_{пл1}}{2} - \frac{P_{заб2} + P_{заб1}}{2} \right) \times (K_{прод2} - K_{прод1}) \cdot \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2} \right),$$

где $\Delta Q_{н.Рпл}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) пластового давления; $\Delta Q_{н.Рзаб}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) забойного давления; $\Delta Q_{н.Кпрод}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие увеличения (снижения) коэффициента продуктивности; $P_{пл1}$, $P_{пл2}$ – пластовое давление до и после ГТМ; $P_{заб1}$, $P_{заб2}$ – забойное давление до и после ГТМ; $K_{прод1}$, $K_{прод2}$ – коэффициент продуктивности до и после ГТМ.

Таким образом, функция, используемая в расчетах при выполнении интегрального факторного анализа, имеет следующий вид:

$$\Delta Q_n = f(\Delta Q_{н.Кпрод}, \Delta Q_{н.Рзаб}, \Delta Q_{н.Рпл}, \Delta Q_{н.W}, \Delta Q_{н.F*}),$$

где ΔQ_n – фактическое изменение дебита нефти по данным замеров; $\Delta Q_{н.F*}$ – прирост (снижение) дебита нефти вследствие влияния всей совокупности параметров.

Обобщенный итог выполненного факторного анализа по 59 скважино-операциям представлен в табл. 1. На основании полученных результатов эффективность проведенных операций по технологии бесподходных кислотных обработок подтверждается: средний прирост дебита нефти обусловлен

улучшением фильтрационно-емкостных свойств ПЗП (рост коэффициента продуктивности), который составляет 2 т/сут. Фактический технологический прирост дебита нефти коррелирует с данным параметром, коэффициент корреляции Пирсона составляет 0,86 (рис. 1). В качестве основных причин, обуславливающих несоответствие расчетного прироста дебита нефти (+2 т/сут) его фактическому изменению после ГТМ (+1,6 т/сут), стоит отметить, во-первых, рост обводненности добываемой продукции, так как представленная технология не обладает свойствами селективности и воздействие осуществляется в основном на высокопроницаемые пропластки, что, в свою очередь, возможно, и приводит к прорывам воды. Во-вторых, технологический режим работы ГНО после ГТМ не соответствует режиму до обработки, что является причиной роста забойного давления и меньших отборов после ГТМ.

Таблица 1. Обобщенные результаты интегрального факторного анализа

Table 1. Generalized results of integral factor analysis

Параметр/Parameter	ΔQ_n	$\Delta Q_{н.Кп}$	$\Delta Q_{н.Р}$	$\Delta Q_{н.П}$	$\Delta Q_{н.W}$	$\Delta Q_{н.F}$
Корреляция с фактическим приростом, д. ед. Correlation with actual growth, d. ed.	1,0	0,86	-0,25	-0,07	0,18	0,13
Среднее значение Mean	1,6	2,0	-0,2	0,0	-0,3	0,1
Минимальное значение Minimum	-3,3	-4,9	-8,4	0,0	-1,9	-0,7
Максимальное значение Maximum	15,1	17,2	5,5	2,9	0,7	0,9

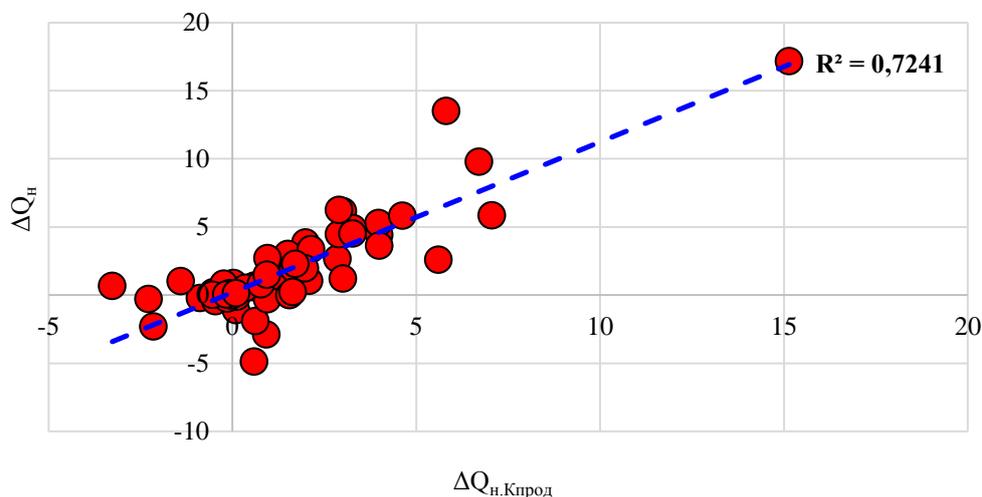


Рис. 1. Корреляционное поле зависимости фактического прироста дебита нефти от прироста дебита нефти вследствие изменения коэффициента продуктивности

Fig. 1. Correlation field of the dependence of the actual increase in oil production rate on the increase in oil production rate due to a change in the productivity factor

Для определения продолжительности эффекта аналогично методом интегрального факторного анализа проведена оценка прироста дебита нефти после бесподходной кислотной обработки на временной срез за скользящий год (табл. 2). На основании таблицы видно,

что основной эффект отмечается в период от 6 до 12 месяцев, что в целом соответствует продолжительности эффекта от стандартной операции ОПЗ. Также стоит отметить, что через год после выполнения операции отмечается незначительный эффект (+0,9 т/сут).

Таблица 2. Результаты интегрального факторного анализа в динамике за скользящий год

Table 2. Results of integral factor analysis in dynamics for a moving year

Параметр Parameter	$\Delta Q_{н.Кпрод}$ через/ $\Delta Q_{н.Кпрод}$ in			
	1 месяц 1 month	3 месяца 3 months	6 месяцев 6 months	12 месяцев 12 months
Количество ОПЗ, ед. Number of operations, ed.	59	49	39	31
Среднее значение/Mean	2,0	1,9	1,8	0,9
Минимальное значение Minimum	-4,9	-4,5	-5,6	-4,4
Максимальное значение Maximum	17,2	17,5	18,3	5,0

Для дальнейшего анализа проведено условное разделение на три группы по эффективности на основании определенного прироста дебита нефти от изменения коэффициента продуктивности (табл. 3).

Во временном разрезе отмечается увеличение эффективности бесподходных ОПЗ (рис. 2). Данный факт обусловлен тем, что развитие технологии кислотных обработок без постановки бригады ремонта на добывающем фонде скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводилось в два этапа: 2018–2019 и 2020–2021 гг. При сопоставлении данных двух периодов отмечено четкое разделение по величине средней эффективности от обработки.

В разрезе объектов разработки месторождений отмечается, что наибольшее количество эффективных операций проведено по пластам Бш. Наиболее высокоэффективные операции – по пластам Фм (рис. 3).

Таблица 3. Разделение общей выборки на группы по эффективности проведенных операций

Table 3. Dividing the general sample into groups according to the effectiveness of the operations performed

Параметр Parameter	Группа/Group			Итого Total
	Неэффективно Not effective	Низкая эффективность Low efficiency	Эффективно Effectively	
Прирост дебита нефти после ОПЗ $\Delta Q_{н.Кпрод}$, т/сут Increase in oil production after surgery $\Delta Q_{н.Кпрод}$, t/day	<0	0–2	>2	
Кол-во скв.-опер., ед. Number of operations, ed.	15	24	20	59
Среднее значение $\Delta Q_{н.}$, т/сут Mean $\Delta Q_{н.}$, t/day	-0,8	1,0	4,6	1,6
Среднее значение $\Delta Q_{н.Кпрод}$, т/сут Mean $\Delta Q_{н.Кпрод}$, t/day	-1,0	0,8	5,6	2,0

Для определения потенциальных объектов разработки для проведения мероприятий выполнен анализ месторождений с наибольшим количеством скважино-операций по технологии бесподходной ОПЗ (рис. 4). По результатам анализа выделены наиболее перспективные залежи месторождений, на которых проведение кислотных обработок представляется целесообразным ввиду наличия минимально достаточного количества проведенных операций и получения высокого прироста дебита нефти.

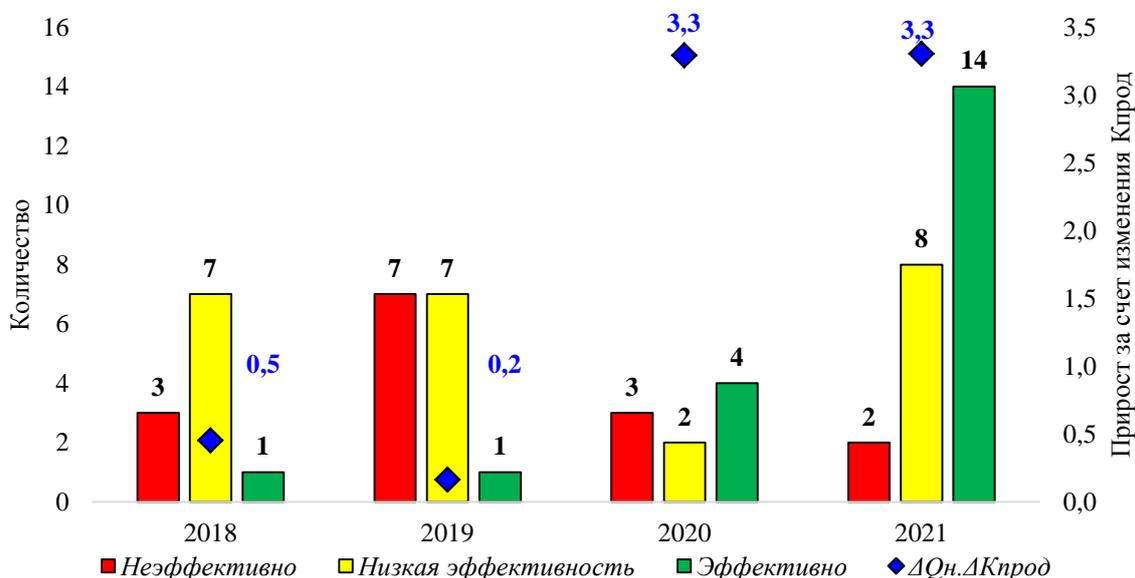


Рис. 2. Сравнение эффективности кислотных обработок без бригады ремонта во временном разрезе

Fig. 2. Comparison of the effectiveness of acid treatments without workover crew over time

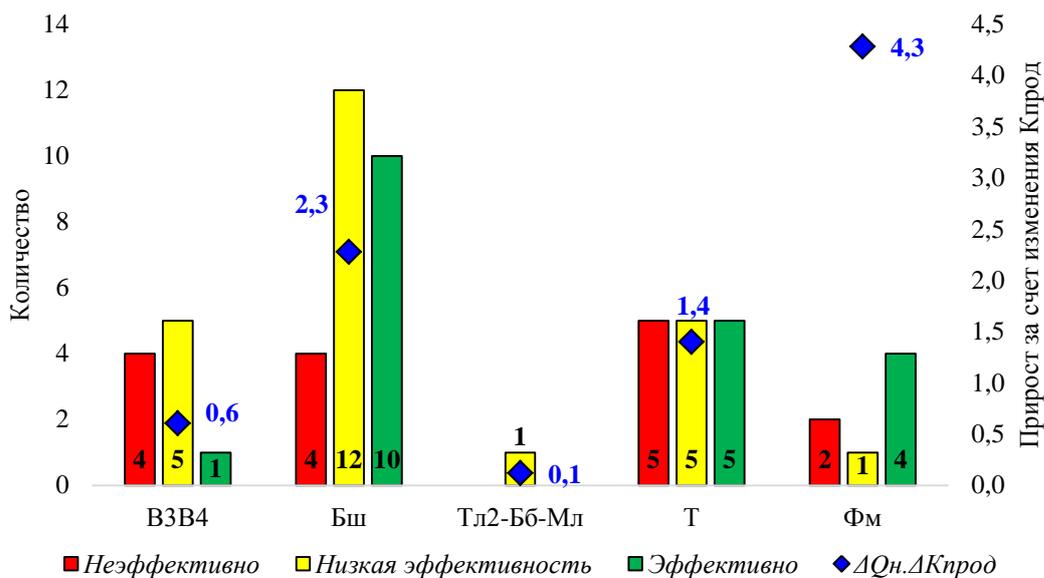
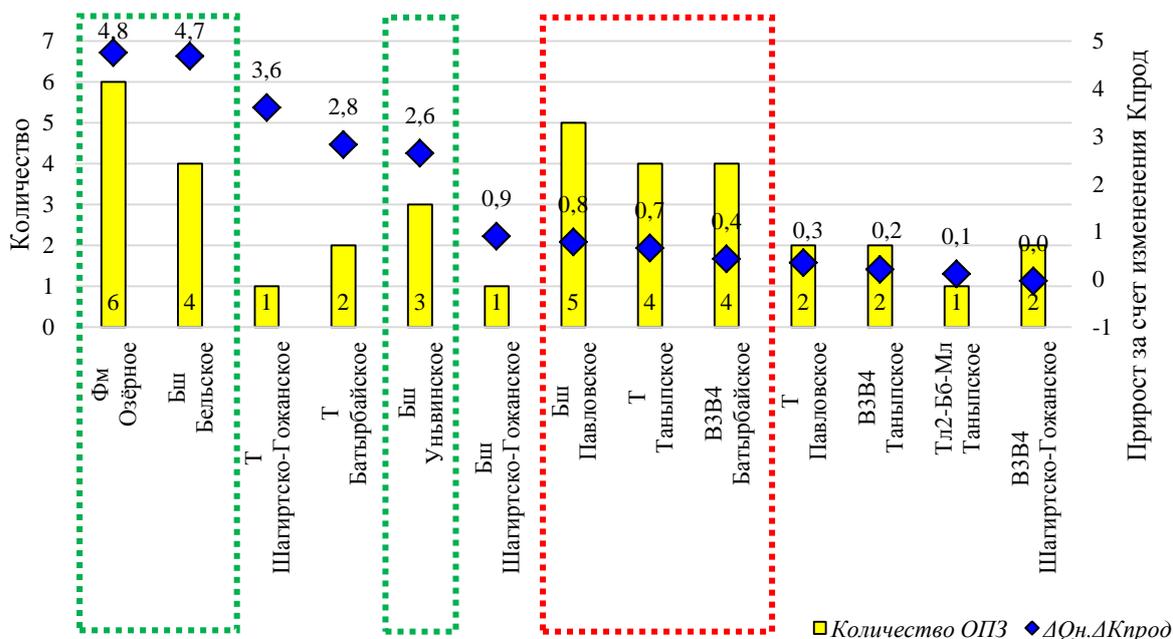


Рис. 3. Сравнение эффективности кислотных обработок без бригады ремонта по пластам

Fig. 3. Comparison of the effectiveness of acid treatments without workover crew over layers



Примечание: Высокая эффективность/Низкая эффективность

Note: High efficiency/Low efficiency

Рис. 4. Сравнение эффективности кислотных обработок без бригады ремонта в разрезе объектов разработки

Fig. 4. Comparison of the effectiveness of acid treatments without workover crew in the context of development objects

Статистический анализ для повышения качества подбора скважин-кандидатов

С целью увеличения эффективности ГТМ необходим качественный подбор скважин-кандидатов, корректный прогноз потенциального прироста дебита нефти для последующей оценки экономической эффективности. В целом на эффективность технологии бесподходной ОПЗ на карбонатном коллекторе влияет множество различных параметров, в частности технологические, технические и геологические факторы. Стоит отметить, что не всегда представляется возможным определить с достаточной степенью точ-

ности зависимость какого-либо показателя от другого. Для определения влияющих факторов и последующего формирования критериев для качественного выбора скважин привлечены геолого-физические и технологические показатели (всего 34 параметра), которые теоретически могут оказать влияние на результат бесподходной кислотной обработки, в частности, такие как технологические параметры работы скважины до ГТМ, наработка и глубина спуска глубинно-насосного оборудования, энергетическое состояние в районе дренирования скважины и ряд других.

Линейный дискриминантный анализ представляет собой раздел многомерного статистического анализа для поиска линейной комбинации признаков, описывающих различия двух и более классов или событий [21–25].

В ходе выполнения работы для проведения дискриминантного анализа использовались модули «Traditional discriminant analysis» и «General discriminant analysis», реализованные в программном комплексе Statistica 10. Модели в данных модулях представляются линейными, а дискриминантные функции и функции классификации – линейными уравнениями анализируемых величин.

На основании данного метода путем стандартного и пошагового включения всех привлеченных пара-

метров однозначно удалось выявить группу эффективных обработок. Для последующего анализа и выделения наиболее значащих факторов выполнено условное разделение выборки на две группы. К первой группе отнесены неэффективные обработки с приростом менее 2 т/сут (выборка составила 39 значений), ко второй группе – обработки, признанные эффективными, – прирост более 2 т/сут (20 значений). Для сравнения и оценки средних значений между данными группами по количественным (непрерывным) параметрам использован статистический U-критерий Манна–Уитни. Результаты сопоставления групп представлены в табл. 4. На основании приведенной таблицы видно, что 13 параметров являются статистически значимыми ($p\text{-value} < 0,05$).

Таблица 4. Сравнение средних значений параметров по U-критерию Манна–Уитни

Table 4. Comparison of the mean values of the parameters by the Mann–Whitney U-test

Параметр Parameter	Среднее Average		Сумма рангов Sum of ranks		U	p-value
	по гр. 1 in group 1	по гр. 2 in group 2	по гр. 1 in group 1	по гр. 2 in group 2		
Объем кислотного состава, м ³ Volume of acid composition, m ³	19,5	28,1	714	772	84	0,00
Объем технической воды, м ³ Technical water volume, m ³	13,9	22,5	746	739	116	0,00
Обводненность, % Water cut, %	19,3	7,6	1148	337	147	0,00
Перфорированная нефтенасыщенная толщина, м Perforated oil pay thickness, m	4,5	25,2	779	706	149	0,00
Кол-во нефтенасыщенных пропластков, ед. Number of oil-saturated layers, unit	5,2	14,7	792	694	162	0,00
Дебит жидкости, м ³ /сут Liquid flow rate, m ³ /day	4,9	10,4	802	683	172	0,00
Забойное давление, МПа Bottom hole pressure, MPa	3,3	5,2	804	681	174	0,00
Время выдержки состава в пласте, ч Holding time of the composition in the reservoir, h	8,8	4,4	1121	364	174	0,00
Проницаемость призабойной зоны пласта, мкм ² Permeability bottomhole formation zone, mkm ²	0,1	0,0	1114	372	182	0,01
Проницаемость удаленной зоны пласта, мкм ² Permeability of the remote formation zone, mkm ²	0,1	0,0	1105	380	190	0,01
$P_{\text{пл.тек}}/P_{\text{пл.нач}}$ $P_{\text{reservoir.current}}/P_{\text{reservoir.init}}$	0,8	0,6	1102	383	193	0,01
$P_{\text{пл.тек}}/P_{\text{нас}}$ $P_{\text{reservoir.current}}/P_{\text{saturation}}$	1,1	0,9	1073	412	222	0,05
Наработка глубинно-насосного оборудования, сут Operating time of downhole pumping equipment, days	1412,0	681,3	1072	413	223	0,05
Удельный объем состава, м ³ /м Specific volume of the composition, m ³ /m	5,1	3,5	1063	422	232	0,07
$P_{\text{заб.тек}}/P_{\text{пл.тек}}$ $P_{\text{bottomhole.current}}/P_{\text{reservoir.current}}$	0,3	0,5	868	617	238	0,09
Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa	9,7	10,1	889	596	259	0,19
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/МПа Productivity coefficient, m ³ /day/MPa	2,7	3,9	916	569	286	0,40
Депрессия, МПа Depression, MPa	6,4	4,9	1007	478	288	0,43
$P_{\text{заб.тек}}/P_{\text{нас}}$ $P_{\text{bottomhole.current}}/P_{\text{saturation}}$	0,4	0,4	924	561	294	0,49
Максимальное давление закачки технической воды, МПа Maximum pressure of process water injection, MPa	0,1	0,1	928	557	298	0,54
Скин-фактор, ед. Skin factor, units	-2,2	-2,4	930	555	300	0,56
$P_{\text{заб.тек}}/P_{\text{пл.нач}}$ $P_{\text{bottomhole.current}}/P_{\text{reservoir.saturation}}$	0,3	0,3	938	547	308	0,66
Максимальное давление закачки кислоты, МПа Maximum pressure of acid injection, MPa	0,2	0,2	986	499	309	0,68

С целью актуализации критериев для корректного подбора скважин-кандидатов выполнен анализ влияния количественных (непрерывных) переменных на

эффективность бесподходной ОПЗ с помощью построения корреляционных и блочных диаграмм по выделенным 13 параметрам (рис. 5).

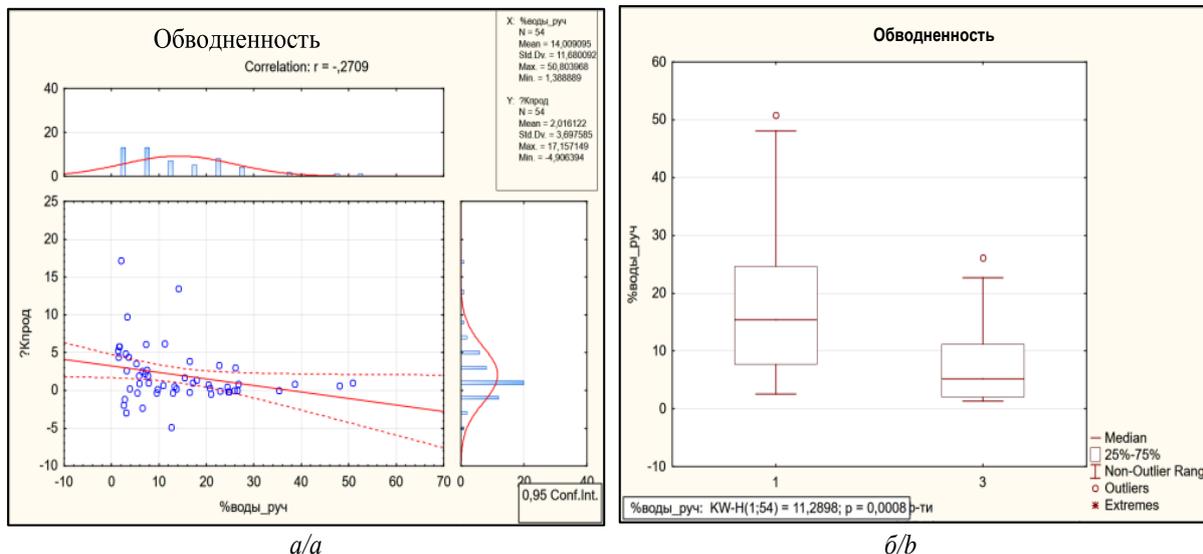


Рис. 5. Пример построения зависимостей по параметру «Обводненность до геолого-технического мероприятия»: а) корреляционное поле $\Delta Q_{н.к.прод} - W_1$; б) блочная диаграмма по группе эффективности 1 и 2

Fig. 5. Example of constructing dependencies for the parameter «Water cut before geological and technical measures»: а) correlation field $\Delta Q_{н.к.прод} - W_1$; б) block diagram for efficiency groups 1 and 2

По результатам интерпретации данных зависимостей определены диапазоны значений параметров, позволяющих получить большую вероятность успешного проведения мероприятия, на основании которых сформированы критерии эффективности (табл. 5).

Таблица 5. Актуализированные критерии для подбора скважин-кандидатов для технологии бесподходных кислотных обработок

Table 5. Up-to-date criteria for selection of candidate wells for acid treatments without workover crew

Параметр Parameter	Значение Value
Объем кислотного состава, м ³ Volume of acid composition, m ³	>25 м ³
Наработка глубинно-насосного оборудования, сут Operating time of downhole pumping equipment, days	<530 сут
Обводненность/Water cut, %	<10–11 %
$P_{пл.тек}/P_{нац}/P_{reservoir.current}/P_{saturation}$	0,6–0,9
Дебит жидкости, м ³ /сут/Liquid flow rate, m ³ /day	>8 м ³ /сут
Время выдержки состава в пласте, ч/ Holding time of the composition in the reservoir, h	4 ч
Перфорированная нефтенасыщенная толщина, м Perforated oil pay thickness, m	>7 м

Далее проведена оценка влияния категориальных переменных на эффективность ОПЗ: в частности, оценивались такие факторы, как опыт ранее проведенных ГТМ (ОПЗ, радиальное бурение, гидравлический разрыв пласта), наличие осложнений по скважине (АСПО, соли, высоковязкие эмульсии), тип технологии проведения закачки кислотного состава (с буферной ингибирующей пачкой или без), способ

эксплуатации. На основании анализа установлено, что

- влияние осложнений на эффективность технологии минимально или отсутствует;
- применение технологии на скважинах, эксплуатируемых установками электроцентробежных насосов, позволяет получить больший эффект от последующего ОПЗ;
- проведение закачки буферной ингибирующей пачки перед кислотным составом снижает эффект от последующего ОПЗ;
- проведенные ранее ГТМ на скважинах не влияют или снижают эффект от последующего ОПЗ.

По результатам использования алгоритма пошагового включения в модель отобраны пять количественных (непрерывных) факторов, являющихся статистически отличными по группам эффективности на основании U-критерия Манна–Уитни (табл. 6).

Параметр лямбды Уилкса представляет собой критерий, применяемый для оценки средних значений и показывающий значимы ли различия данных величин в рассматриваемых группах. Параметр частной лямбды характеризует единичный вклад конкретной переменной в разделительную силу сформированной модели. Толерантность – параметр, определяемый как $(1-R^2)$, где R^2 – доля дисперсии зависимой переменной, объясняемая сформированной моделью: чем больше величина толерантности, тем более высокую ценность имеет текущая переменная, учтенная в модели [26–31]. Все факторы, оставшиеся по итогам анализа, характеризуются высоким значением толерантности.

Таблица 6. Результаты линейного дискриминантного анализа по категориальным (непрерывным) переменным

Table 6. Results of linear discriminant analysis for categorical (continuous) variables

Параметр/Parameter	Лямбда Уилкса Wilks' lambda	Частная лямбда Partial Lambda	p-value	Толерантность Tolerance
Объем кислотного состава, м ³ Volume of acid composition, m ³	0,71	0,71	0,00	0,83
Наработка глубинно-насосного оборудования, сут Operating time of downhole pumping equipment, days	0,53	0,95	0,11	0,91
Обводненность, % Water cut, %	0,54	0,94	0,09	0,84
$P_{пл.тек}/P_{нас}$ $P_{reservoir_current}/P_{saturation}$	0,52	0,96	0,19	0,73
Дебит жидкости, м ³ /сут Liquid flow rate, m ³ /day	0,52	0,97	0,22	0,88

Таким образом, по результатам выполнения линейного дискриминантного анализа получены значения: параметр лямбды Уилкса – 0,396; канонический параметр коэффициента корреляции Пирсона – 0,78;

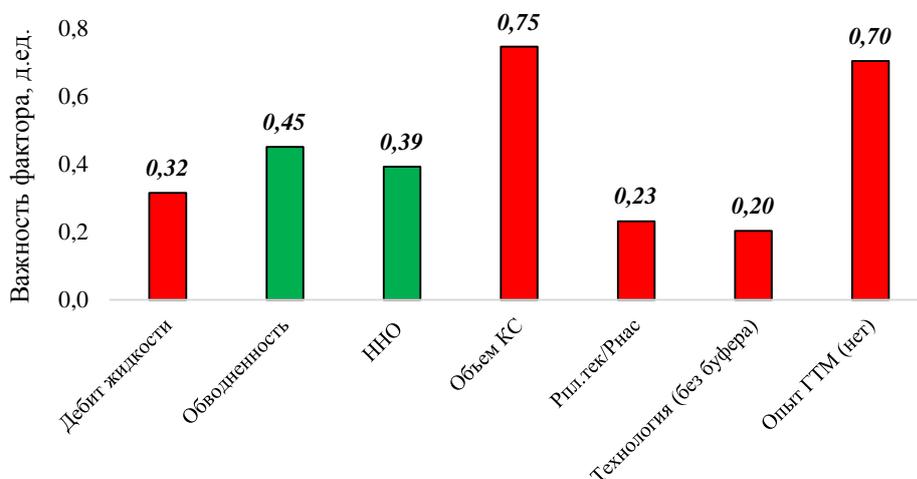


Рис. 6. Относительное влияние факторов, вошедших в итоговую модель классификации
Fig. 6. Relative influence of the factors included in the final classification model

Функции классификации для рассмотренных групп 1, 2 (прирост дебита нефти менее и более 2 т/сут соответственно) имеют следующий вид:

$$F(\text{гр. 1}) = -21,70 + 0,48Q_{ж} + 0,134W + 1,90 \cdot 10^{-3} \text{ННО} + 1,04V_{КС} + 13,58 \frac{P_{пл.тек}}{P_{нас}} + 0,30[\text{без буферной пачки}] + 0,81[\text{нет ГТМ}];$$

$$F(\text{гр. 2}) = -32,64 + 0,64Q_{ж} + 0,027W + 6,27 \cdot 10^{-4} \text{ННО} + 1,38V_{КС} + 15,15 \frac{P_{пл.тек}}{P_{нас}} + 0,98[\text{без буферной пачки}] + 2,96[\text{нет ГТМ}],$$

p-уровень значимости – менее 0,00001. В целом построенный классификатор является статистически значимым и может быть использован для дальнейшей работы. Точность классификатора, согласно представленной матрице ошибок (табл. 7), составляет порядка 89 %. Отмечено, что наибольший вклад в вероятность отнесения наблюдения (скважины-кандидата) к группе 1 оказывают такие параметры, как увеличение обводненности и наработки глубинно-насосного оборудования (рис. 6).

Таблица 7. Матрица ошибок при тестировании классификатора успешности по результатам линейного дискриминантного анализа

Table 7. Matrix of errors when testing the success classifier with the results of linear discriminant analysis

$\Delta Q_{н.к.прод}$		% точности классификатора % of classifier accuracy	Группа эффективности. Прогноз Efficiency group. Forecast	
			<2 т/сут/ t/day	>2 т/сут/ t/day
Группа эффективности. Факт Efficiency group. Fact	<2 т/сут/ t/day	91,43	32	3
	>2 т/сут/ t/day	84,21	3	16
Всего/Total		88,89	35	19

где $Q_{ж}$ – дебит жидкости до ГТМ, м³/сут; W – обводненность добываемой продукции до ГТМ, %; ННО – наработка глубинно-насосного оборудования на дату проведения ГТМ, сут; $V_{КС}$ – объем кислотного состава, закачанного при ОПЗ, м³; $P_{пл.тек}/P_{нас}$ – отношение текущего пластового давления к давлению насыщения, д. ед.

Для перехода к вероятностной оценке возможности проведения на скважине потенциального мероприятия необходимо использовать следующую функцию:

$$Z = 3,69 - 0,06Q_{ж} + 0,04W + 0,5 \cdot 10^{-3}HNO - \\ - 0,14V_{КС} - 0,62 \frac{P_{пл.тек}}{P_{нас}} - 0,27[\text{без буферной пачки}] \\ - 0,85[\text{нет ГТМ}].$$

На основании представленной линейной дискриминантной функции Z возможен переход к вероятностной функции для оценки возможности проведения на скважине потенциального мероприятия (рис. 7).

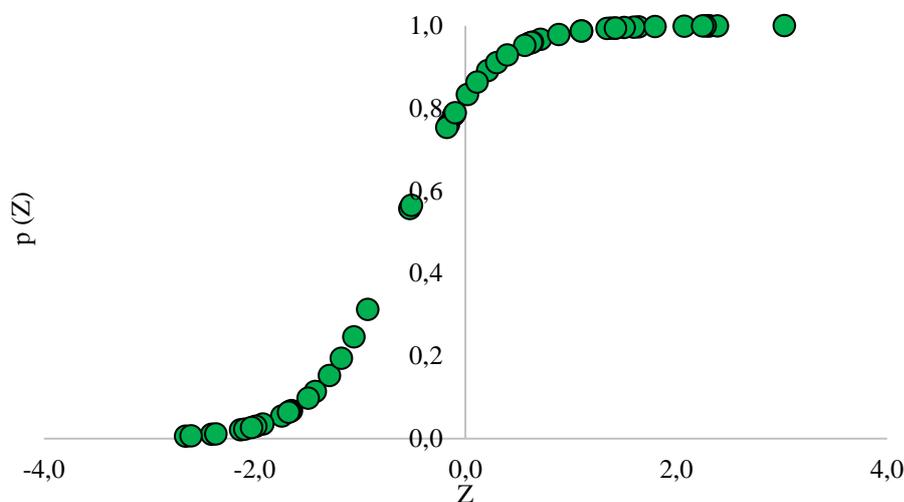


Рис. 7. Вероятностная функция распределения для группы 1 по результатам линейного дискриминантного анализа
Fig. 7. Probability distribution function for group 1 based on the results of linear discriminant analysis

По данным уравнениям выполнен расчет значений функций Z , определена апостериорная оценка эффективности потенциального ГТМ по технологии бесподходной ОПЗ на скважинах-кандидатах. Так, например, при прогнозировании скважин № 13 и № 205 при планируемом объеме закачки кислоты 30 м^3 средняя вероятность успешной реализации (получение прироста дебита нефти более 2 т/сут) составила более 90 %, что является достаточно высокой величиной. Проведение мероприятия на данных скважинах представляется целесообразным.

Заключение

Технология бесподходных кислотных обработок представляется как перспективная альтернатива стандартным обработкам призабойной зоны пласта. Промышленный опыт применения такого типа кислотных обработок на месторождениях Пермского края составляет более четырех лет. С помощью статистических методов выполнен анализ результатов промышленного внедрения и оценка дальнейших перспектив применения технологии бесподходных кислотных обработок. Подтверждена эффективность бесподходных технологий, и оценена продолжительность эф-

фекта после выполнения мероприятия, определены наиболее перспективные и наименее целесообразные объекты месторождений для продолжения проведения обработок. С помощью методик линейного дискриминантного анализа удалось однозначно определить группу эффективных и неэффективных скважино-операций, при сравнении которых выявлены статистически значимые факторы, позволяющие повысить вероятность отнесения скважины-кандидата к определенной группе. Актуализированы критерии для повышения качества подбора скважин-кандидатов для последующих геолого-технических мероприятий. По всей совокупности выборки сформирована статистическая модель, использование которой возможно для определения потенциального прироста дебита нефти после проведения бесподходной обработки призабойной зоны. Для модели отмечена высокая сходимость с фактическими данными. Основываясь на полученных результатах, проведена оценка прироста дебита нефти исследуемым составом на скважинах-кандидатах: установлена высокая вероятность проведения эффективного мероприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Новиков В.А., Мартюшев Д.А. Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20. – № 1. – С. 72–87. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.7
- Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 154. – P. 284–301.
- Мартюшев Д.А., Новиков В.А. Совершенствование кислотных обработок в коллекторах, характеризующихся различной карбонатностью (на примере нефтяных месторождений Пермского края) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 9. – С. 7–17. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/9/2800> (дата обращения 15.12.2021).
- Kameda T., Tochinai M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2016. – V. 39. – P. 21–26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018.

5. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – V. 158. – P. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045.
6. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment // D.A. Martyushev, S.K. Govindarajan, Yingwen Li, Yongfei Yang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – 109770. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109770> (дата обращения 15.12.2021).
7. Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1998. – V. 3. – P. 34–41. DOI: 10.2118/31074-MS.
8. Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Acidization-III. The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl mixtures // *Chemical Engineering Science*. – 1975. – V. 30. – P. 1325–1332. DOI: 10.1016/0009-2509(75)85061-5.
9. Fredd C.N., Fogler H.S. The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions // *Chemical Engineering Science*. – 1998. – V. 53. – Iss. 22. – P. 38–63. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4.
10. Новиков В.А., Мартюшев Д.А. К вопросу повышения эффективности кислотных обработок терригенных коллекторов // *Нефтепромысловое дело*. – 2020. – № 1. – С. 36–40.
11. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection / X. Qiu, G. Aidagulov, M. Ghommem, E. Edelman et al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 171. – P. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075.
12. Ituen E., Mkpene V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-thanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation // *Surfaces and Interfaces*. – 2019. – V. 16. – P. 29–42. DOI: 10.1016/j.surfin.2019.04.006.
13. Martyushev D.A., Vinogradov J. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2021. – V. 612. – P. 125998. URL: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125998> (дата обращения 15.12.2021).
14. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs / R.T.R. Carvalho, P.F. Oliveira, L.C.M. Palermo, A.A.G. Ferreira et al. // *Fuel*. – 2019. – V. 238. – P. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003.
15. Shirazi M.M., Ayatollahi S. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltic oil reservoir // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 174. – P. 880–890.
16. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей / М.В. Наугольников, Е.В. Растегалева, Р.З. Зулькарниев, Р.Н. Асмандияров // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. – 2019. – № 1 (11). – С. 34–38.
17. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятий. – Минск: ООО «Новое издание», 2002. – 704 с.
18. Усовершенствованный подход к проведению блочно-факторного анализа разработки / О.Ю. Савельев, А.А. Бородкин, М.В. Наугольников, Д.В. Шуваев, И.Ф. Талипов, Ф.В. Гришко // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 10. – С. 74–77.
19. Филатов Е.А. Использование интегрального метода для анализа эффективности инвестиционной деятельности на примере пятифакторной модели // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2014. – № 4 (87). – С. 220–224.
20. Филатов Е.А., Дыкусова И.Г. Детерминированный факторный анализ финансовой рентабельности инновационной компании // *Baikal Research Journal*. – 2013 – № 5. – С. 8–17.
21. Реннер А.Г., Чудинова О.С. Параметрический дискриминантный анализ в пакетах Statistica, Stata, Excel: методические указания к лабораторному практику, курсовой работе, дипломному проектированию и самостоятельной работе студентов. – Оренбург: Изд-во Оренбургского государственного университета, 2010. – 50 с.
22. Статистический анализ нечисловой информации / В.В. Глинский, Л.К. Серга, О.Ю. Рыжков, К.А. Зайков. – Новосибирск: Изд-во Новосибирского государственного университета экономики и управления, 2021. – 152 с.
23. Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа / В.И. Галкин, Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2014. – № 13. – С. 38–48.
24. Галкин В.И., Силайчева В.А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей // *Нефтепромысловое дело*. – 2013. – № 9. – С. 10–12.
25. Новиков В.А. Прогнозирование эффективности кислотного воздействия на основе построения математических моделей, учитывающих технологию и используемую композицию // *Технологии нефти и газа*. – 2021. – № 1 (132). – С. 30–35.
26. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л.: 1960. – 174 с.
27. Lehmann E.L. The Fisher, Neyman–Pearson theories of testing hypotheses: one theory or two // *Journal of the American Statistical Association*. – 1993. – V. 88. – № 424. – P. 1242–1249.
28. Перцев Н.В. Количественные методы анализа и обработки данных. – Омск: Изд-во Омского государственного университета, 2002. – 142 с.
29. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: Экспресс, 2011. – 386 с.
30. Analysis and interpretation of water-oil ratio in waterfloods / Yannis Yortsos, Youngmin Choi, Zhengming Yang, P. Shah // *SPE Journal*. – 1999. – № 4. – P. 413–424.
31. Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyushev D.A. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis // *Petroleum Research*. – 2021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.010> (дата обращения 15.12.2021).

Поступила 02.03.2022 г.

Информация об авторах

Дерендяев Р.А., инженер 2-й категории Управления разработки нефтяных и газовых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

UDC 622.276

RESULTS OF INDUSTRIAL IMPLEMENTATION AND PROSPECTS OF APPLICATION OF ADVANCED ACID TREATMENT TECHNOLOGY

Roman A. Derendyaev,
omgvood19@gmail.com

LLC «LUKOIL-Perm»,
62, Lenin street, Perm, 614990, Russia.

Relevance. Acid treatments are one of the most common methods of increasing the productivity of production wells that exploit carbonate deposits. The technology of an unsuitable method of acid treatment is presented as a promising alternative to standard treatments of the bottomhole formation zone. Traditional operation is carried out with the organization of a major overhaul team and takes about 15 days. With the development of unsuitable technologies and introduction of new acid compositions, the processing time is reduced to five days, which seems to be more economically feasible for a subsoil user enterprise. The industrial experience of using this type of acid treatment at the deposits of the Perm region is more than four years. However, in several cases, it cannot be argued that there is the effect from the unsuitable bottomhole formation zone, but rather the optimization of the operation of downhole pumping equipment. A detailed analysis of the results of industrial application and assessment of further prospects for the application of the technology of unsuitable acid treatments are required.

The main aim of the study is the analysis of the effectiveness of acid treatments without setting up a workover crew at carbonate oil fields for effective selection of candidate wells.

Object: terrigenous and carbonate collectors of Perm region.

The methods: geological field analysis, factor analysis, methods of linear discriminant analysis.

The results. Based on the analysis of field data using various statistical methods, the effectiveness of unsuitable technologies was confirmed and the duration of the effect after the implementation of the measure was estimated, the most promising and least expedient objects were identified for continuing the processing. Using the methods of linear discriminant analysis, groups of effective and ineffective well operations are uniquely identified. Criteria for improving the quality of selection of candidate wells for subsequent geological and technical measures were updated. For the entire sample, a statistical model was formed to predict the increase in oil production after unsuitable treatment of the bottomhole zone, depending on the set of defining geological and technological parameters. The model showed a high convergence with the actual data. Based on the results obtained, the author made the assessment of the increase in the oil production rate by the investigated composition in candidate wells: high probability of an effective measure was established.

Key words:

Acid exposure, treatment without workover crew, acid composition, performance evaluation, carbonate reservoir, factor analysis, discriminant analysis.

REFERENCES

- Novikov V.A., Martyushev D.A. Experience in acid treatments in carbonate deposits of Perm region fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 72–87. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.7.
- Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 284–301.
- Martyushev D.A., Novikov V.A. Improving acidizing in the collectors characterized by different carbonate content (on the example of oil fields of Perm Krai). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 9, pp. 7–17. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/9/2800> (accessed 15 December 2021).
- Kameda T., Tochinai M., Yoshioka T. Treatment of hydrochloric acid using Mg-Al layered double hydroxide intercalated with carbonate. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2016, vol. 39, pp. 21–26. DOI: 10.1016/j.jiec.2016.04.018.
- Garouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 158, pp. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045.
- Martyushev D.A., Govindarajan S.K., Yingwen Li, Yongfei Yang. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 109770. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109770> (accessed 15 December 2021).
- Fredd C.N., Fogler H.S. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1998, vol. 3, pp. 34–41. DOI: 10.2118/31074-MS.
- Fogler H.S., Lund K., McCune C.C. Acidization-III. The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl mixtures. *Chemical Engineering Science*, 1975, vol. 30, pp. 1325–1332. DOI: 10.1016/0009-2509(75)85061-5.
- Fredd C.N., Fogler H.S. The kinetics of calcite dissolution in acetic acid solutions. *Chemical Engineering Science*, 1978, vol. 53, Iss. 22, pp. 38–63. DOI: 10.1016/S0009-2509(98)00192-4.
- Novikov V.A., Martyushev D.A. On the problem of enhancing the efficiency of terrigenous reservoirs acid treatments. *Oilfield Engineering*, 2020, no. 1, pp. 36–40. In Rus.
- Qiu X., Aidagulov G., Ghommem M., Edelman E. Towards a better understanding of wormhole propagation in carbonate rocks: linear vs. radial acid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 570–583. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.075.
- Iten E., Mkpene V., Dan E. Surface protection of steel in oil well acidizing fluids using L-theanine-based corrosion inhibitor formulations: experimental and theoretical evaluation. *Surfaces and Interfaces*, 2019, vol. 16, pp. 29–42. DOI: 10.1016/j.surf.2019.04.006.
- Martyushev D.A., Vinogradov J. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, vol. 612, p. 125998. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125998> (accessed 15 December 2021).
- Carvalho R.T.R., Oliveira P.F., Palermo L.C.M., Ferreira A.A.G. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs. *Fuel*, 2019, vol. 238, pp. 75–85. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.10.003.
- Shirazi M.M., Ayatollahi S., Ghotbi C. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltic oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 880–890. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.051.

16. Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. *PROneft*, 2019, no. 1 (11), pp. 34–38. In Rus.
17. Savitakaya G.V. *Analiz khozyaystvennoy deyatelnosti predpriyatiy* [Analysis of the economic activity of enterprises]. Minsk, LLC «Novoe izdanie» Publ., 2002. 704 p.
18. Savelev O.Yu., Borodkin A.A., Naugolnov M.V., Shuvaev D.V., Talipov I.F., Grishko F.V. Modernized approach to provide block and factor analysis of oil field development system. *Oil Industry*, 2014, no. 10, pp. 74–77. In Rus.
19. Filatov E.A. Using integral method to analyze investment efficiency by example of five-factor model. *Proceedings of Irkutsk state technical university*, 2014, no. 4 (87), pp. 220–224. In Rus.
20. Filatov E.A., Dykusova I.G. Determinate factor analysis of profitability of innovational company. *Baikal Research Journal*, 2013, no. 5, pp. 8–17. In Rus.
21. Renner A.G., Chudinova O.S. *Parametricheskij diskriminantnyy analiz v paketakh Statistica, Stata, Excel: metodicheskie ukazaniya k laboratornomu praktiku, kursovoy rabote, diplomnomu proektirovaniyu i samostoyatelnoy rabote studentov* [Parametric discriminant analysis in Statistica, Stata, Excel packages: guidelines for laboratory practice, term paper, graduate design and independent work of students]. Orenburg, Orenburg State University Publ., 2010. 50 p.
22. Glinskiy V.V., Serga L.K., Ryzhkov O.Yu., Zaykov K.A. *Statisticheskij analiz nechislovoy informatsii* [Statistical analysis of non-numerical information.]. Novosibirsk, Novosibirsk state university of economics and management Publ., 2021. 152 p.
23. Galkin V.I., Khizhnyak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A. Assessment of efficiency of core sample acidizing by means of regression analysis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, no. 13, pp. 38–48. In Rus.
24. Galkin V.I., Silaycheva V.A. Development of the statistical forecasting model of permeability factor based on geological and technological data. *Oilfield Engineering*, 2013, no. 9, pp. 10–12. In Rus.
25. Novikov V.A. Forecasting efficiency of acid impact on the basis of construction of mathematical models taking into account the technology and used composition. *Tekhnologii nefii i gaza*, 2021, no. 1 (132), pp. 30–35. In Rus.
26. Pomorskiy Yu.L. *Metody statisticheskogo analiza eksperimentalnykh dannykh* [Methods for statistical analysis of experimental data. Monograph]. Leningrad, 1960. 174 p.
27. Lehmann E.L. The Fisher, Neyman–Pearson theories of testing hypotheses: one theory or two. *Journal of the American Statistical Association*, 1993, vol. 88, no. 424, pp. 1242–1249.
28. Pertsev N.V. *Kolichestvennye metody analiza i obrabotki dannykh* [Quantitative methods of analysis and data processing]. Omsk, Omsk State University Publ., 2002. 142 p.
29. Kleshchenko I.I., Zozulya G.P., Yagafarov A.K. *Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh* [Theory and practice of repair and isolation works in oil and gas wells]. Tyumen, Ekspres Publ., 2011. 386 p.
30. Yannis Yortsos, Youngmin Choi, Zhengming Yang, Shah P. Analysis and interpretation of water-oil ratio in waterfloods. *SPE Journal*, 1999, no. 4, pp. 413–424.
31. Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyushev D.A. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis. *Petroleum Research*, 2021. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.010> (accessed 15 December 2021).

Received: 2 March 2022.

Information about the authors

Roman A. Derendyaev, engineer of the 2nd category, LLC «LUKOIL-Perm».

УДК 551.4.042+551.4.022

ЭРОЗИЯ ПОЧВ ПРИ СНЕГОТАЯНИИ В АГРОЛАНДШАФТАХ ЮГА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ: ФАКТОРЫ РАЗВИТИЯ, ИНТЕНСИВНОСТЬ И ДИНАМИКА

Евсеева Нина Степановна¹,
nsevseeva@yandex.ru

Петров Анатолий Иванович¹,
petrov.anatoliy1945@yandex.ru

Квасникова Зоя Николаевна¹,
zoi kwas@rambler.ru

Каширо Маргарита Александровна¹,
mkashiro@yandex.ru

Хон Алексей Валерьевич^{1,2},
avkhon@yandex.ru

¹ Национальный исследовательский Томский государственный университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36.

² Институт мониторинга климатических и экологических систем СО РАН,
Россия, 634055 г. Томск, пр. Академический, 10/3.

Актуальность. Водная эрозия почв – одна из приоритетных экологических и экономических проблем современности. Это обусловлено тем, что почва – ограниченный ресурс, необходимый для производства продуктов питания, связывания углерода, регулирования воды и питательных элементов, фильтрации загрязняющих веществ, увеличения биоразнообразия и др. Зональные типы почв постоянно деградируют в результате роста численности населения, вырубки лесов и увеличения пахотных угодий, а также изменения климата. Хотя водная эрозия считается наиболее серьезной причиной деградации почв, глобальные закономерности эрозионной активности по-прежнему плохо поддаются количественной оценке, а последние имеют большую неопределенность. Для оценки величины смыва почв в настоящее время применяются различные методы – расчетные, полевые. Ряд методов использован исследователями и для определения смыва почв со склонов пашни южной части Томской области, но полученные данные противоречивы.

Цель: краткий обзор факторов развития эрозии почв при снеготаянии, оценка интенсивности и динамики ее проявления на основе многолетних полевых наблюдений и расчетных методов на пашне южных административных районов Томской области.

Объекты: сельскохозяйственные угодья (пашни) юго-востока Томской области.

Методы: полевые (маршрутные) наблюдения с отбором проб, расчетные, лабораторные и аналитические.

Результаты. Наши наблюдения показали, что эрозионноопасность сельскохозяйственных угодий юго-востока Томской области обусловлена комплексом взаимосвязанных природных и антропогенных факторов: рельефа, подстилающих пород и почв, климатических показателей, а также способов обработки земель. Среднегодовой смыв со склонов пашни региона за 34-летний период наблюдений варьирует от 2–5 до 16–30 м³/га за снеготаяние, местами достигая 50–80 м³/га. Согласно расчетным данным среднесезонные значения модуля смыва колеблются в диапазоне 4,0–9,4 м³/га. Различия в оценках смыва почв, полученных разными методами, объясняются тем, что ни один из них не лишен недостатков и они требуют усовершенствования. В расчетах не учитывается неравномерность залегания снежного покрова, микрорельеф, наличие песчаников, форма склонов.

Ключевые слова:

Водная эрозия, снеготаяние, пашня, факторы развития эрозии почв, Томская область.

Введение

Эрозия почвы является основной формой ее деградации, поскольку более 1 млрд га почв во всем мире подвержены той или иной форме эрозии [1, 2]. При этом примерно 56 % площади деградированных почв обусловлено действием водной эрозии. Исследователи отмечают, что потери продуктивных земель составляют ежегодно не менее 5–7 млн га [2]. Под угрозой эрозии находится 75 % сельскохозяйственных и лесных угодий в Центральной Америке, 11 % – в Азии и др. [3]. Новые оценки указывают на ежегодные потери мирового внутреннего валового продукта в размере ~8 млрд долларов, снижение урожайности на 33,7 млн т и увеличение забора воды на 48 млрд м³

[4]. На территории России водной эрозии подвержено 17,8 % сельскохозяйственных земель, или 39,3 млн га, а около 32 % площади страны испытывают воздействие плоскостной (поверхностной) эрозии [2, 5, 6].

Изучению различных аспектов эрозионного процесса: варибельности факторов развития водной эрозии почв, ее количественной оценке, нормам смыва, методам исследования, в том числе моделирования, прогноза развития в XXI в. и др., посвящены работы ученых многих стран мира [1–2; 5–14], в том числе в последние годы [4, 15, 16].

Чаще всего различают водную эрозию при снеготаянии, дождевую и ирригационную. Эрозия почв от стока талых снеговых вод ежегодно развивается и на пашне южной части территории Томской области, где

сосредоточены ее основные площади (рис. 1). Оценки величины смыва почвы, полученные исследователями с применением различных методов, существенно отличаются: от 1–3 до 70–80 м³/га [17].

Цель данной работы – краткий обзор факторов развития эрозии почв при снеготаянии, оценка интенсивности и динамики ее проявления на основе многолетних полевых наблюдений и расчетных методов на пашнях ряда административных районов Томской области: Томского, Асиновского, Зырянского, частично Кожевниковского и Первомайского.

Объект, материалы и методы исследования

Объект исследования – сельскохозяйственные угодья (пашни) юга, юго-востока Томской области. Природные условия территории способствуют развитию эрозии почв при снеготаянии: значительные за-

пасы воды в снеге, легкоразмываемые почвогрунты, климат, геоморфологическое строение.

Роль рельефа в преобразовании энергии талых снеговых и дождевых вод в кинетическую энергию склоновых потоков значительная и сложная и зависит от его вертикального и горизонтального расчленения, крутизны, длины, формы склонов и их экспозиции. Вертикальное расчленение рельефа на пахотных землях исследуемого района изменяется от 0,5 до 40 м. Горизонтальное расчленение междуречий с пашнями балками достигает 2,0...2,5 км/км², т. е. на 1 км² сельскохозяйственных угодий встречается от 1 до 3–4 балок, например, на междуречье Басандайки и Ушайки – от 1 до 3 (табл. 1). На исследуемой территории водосборы балок в зависимости от их глубины и крутизны склонов распаиваются частично или полностью.

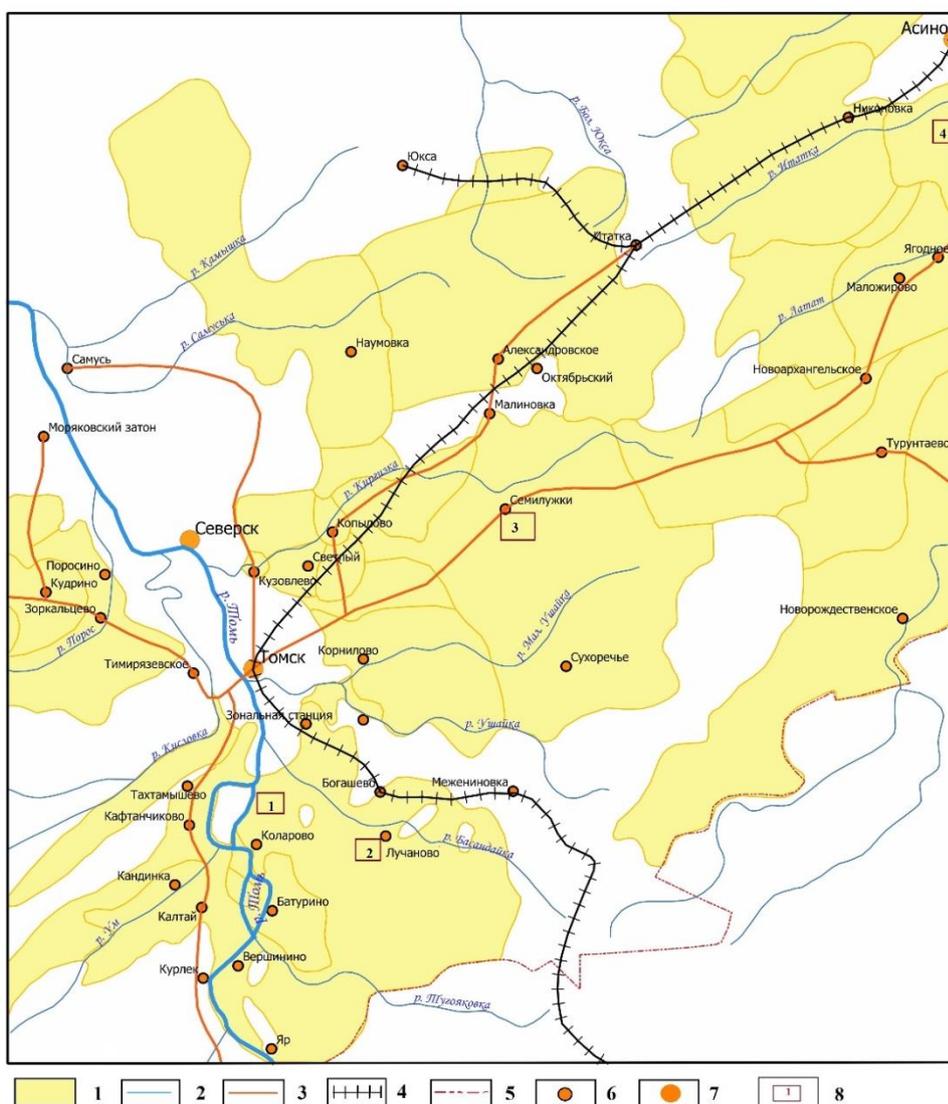


Рис. 1. Фрагмент схемы границ сельскохозяйственного землепользования юго-востока Томской области: 1) сельскохозяйственные земли; 2) реки; 3) автодороги; 4) железная дорога; 5) граница Томской и Кемеровской областей; 6) сельские населенные пункты; 7) городские населенные пункты; 8) ключевые участки: 1 – «10 км»; 2 – «Лучаново»; 3 – Семилужки; 4 – Большедорохово

Fig. 1. Fragment of the scheme of the boundaries of agricultural land use (white color) in the south-east of Tomsk region: 1) agricultural land; 2) rivers; 3) highways; 4) railway; 5) border of the Tomsk and Kemerovo regions; 6) rural settlements; 7) urban settlements; 8) key sites: 1 – «10 km»; 2 – Luchanovo; 3 – Semiluzhki; 4 – Bolshedorokhovo

Необходимым условием формирования стока талых вод является уклон земной поверхности. Крутизна склонов в агроландшафтах исследуемой территории изменяется от 0–1° до 5–7°, местами более (табл. 1). Наблюдения авторов и анализ литературных источников показывают, что на склонах такой крутизны эрозия почв варьирует от незначительной (до 0,5 т/га) до очень сильной (более 10 т/га). Длина склонов изменяется от 20–50 до 2000 м, но чаще составляет 300–500 м. Форма склонов различная: прямая, выпуклая, сложная; экспозиции склонов пашни также разнообразны – южные, юго-западные, юго-восточные, северные и др.

Таблица 1. Примеры горизонтального расчленения рельефа балками и уклонов земной поверхности на территории ряда участков юго-востока Томской области, наиболее вовлеченных в агропроизводство

Table 1. Examples of horizontal dissection of the relief by gullies and slopes of the earth's surface on the territory of a number of areas in the south-east of the Tomsk region that are most involved in agricultural production

Местоположение Deposit	Сочетание склонов по крутизне, градусы Combination of slopes in steepness, degrees	Количество балок на 1 км ² площади Number of gullies per 1 km ² of area
Левобережье р. Омутной (район с. Туган и Малиновки) Left bank of the river Omutnaya (area of Tugan and Malinovka villages)	0–1°, 1–3°, 3–5°, 5–7°	0–3
Междуречье в верховьях рек Юлы, Итатки, Латата, Куйлы Interfluvium in the upper reaches of the Yula, Itatka, Latat, Kuyula rivers	0–1°, 1–3°, 3–5°, 5–7°, 7–10°	1–4
Низовья бассейна р. Ушайка в районе Мирный–Корнилово Lower reaches of the river Ushayka in Mirny–Kornilovo area	0–1°, 1–3°, 3–5°	1–3
Междуречье р. Ушайки и Басандайки Ushayka and Basandayka interfluvium	0–1°, 1–3°, 3–5°, 10–13°	1–3
Левобережье р. Басандайки Left bank of the river Basandayka	1–3°, 3–5°, 5–7°, 7–10°	1–4
Бассейн р. Тугояковка в районе с. Овражное Basin of the river Tugoyakovka in the area of Ovrazhnoe village	1–3°, 3–5°, 5–7°, 10–13°	2–4
Низовья р. Латата и Китата Lower reaches of the rivers Latat and Kitat	0–1°, 1–3°, 5–7°	0–1
Междуречье Итатка–Кужербак Itatka–Kuzherbak interfluvium	0–1°, 1–3°, 5–7°	0–3

На интенсивность эрозии существенное влияние оказывают свойства материнских пород, на которых сформировался почвенный покров региона. С поверхности водораздельные равнины слагают лессо-

видные суглинки позднеплейстоценового и голоценового возраста. В их гранулометрическом составе преобладает пылеватая фракция – до 40–80 %, содержание CaCO₃ в них высокое – до 6–7 %, местами до 18,5 %. Мощность покровных лессовидных суглинков изменяется от 1–3 до 12 м, они неводостойкие [18].

Климат территории континентально-циклонический с холодной зимой и теплым влажным летом. Характерны вариации среднегодовых температур воздуха и количества осадков. Так, например, для Томска и окрестностей за последние 80 лет наблюдается увеличение среднегодовых температур: с 1936 по 1970 гг. – –0,3 °С, с 1971 по 2006 гг. – +0,7 °С, с 2001 по 2015 гг. – +1,2 °С [19].

Исследуемая территория характеризуется ежегодным формированием устойчивого снежного покрова (СП). В холодный период года выпадает около 30 % атмосферных осадков, отмечается тенденция их увеличения. Даты залегания устойчивого снежного покрова для Томского и Первомайского районов за период наблюдения с 1955 по 2016 гг. колеблются в пределах двух месяцев: самые ранние даты были зафиксированы 2–6 октября, поздние – 18–21 ноября, в среднем 23–26 октября. Средняя продолжительность залегания снега по двум метеостанциям этих южных районов составляла от 177 до 184 суток. Средняя толщина снежного покрова изменялась от 35 до 43 см [20].

За многолетний период наблюдений выявлена значительная изменчивость толщины снежного покрова по сравнению со средней. Так, максимальные значения толщины СП достигали на станции Первомайское 90 см (1965–1966 гг.); на станции Томск – 101 см (2000–2001 гг.) и 104 см (2014–2015 гг.), что существенно влияет на запасы влаги в снеге. Величина плотности СП варьировала от 0,18 до 0,34 г/см³. Средние запасы влаги в снеге за указанный период наблюдений на исследуемой территории изменялись от 111 до 169 мм, достигая в отдельные годы более 200 мм. Наиболее часто такие запасы наблюдались за 1955–2016 гг. на станции Томск – в 19,7 % случаев, с максимумом в 256 мм весной 2007 г. Более детально залегание снежного покрова на территории юга Томской области охарактеризовано в работах [20, 21].

Наши 34-летние (1988–2021 гг.) ландшафтно-геоморфологические снегосъемки в микромасштабе в агроландшафтах бассейна р. Басандайка вблизи с. Лучаново также выявили значительные колебания толщины снежного покрова в зависимости от микро-рельефа пашни, наличия лесополос, колков, экспозиции склонов. На склонах пашни северной экспозиции в среднем за 1988–2020 гг. толщина СП составила 57 см, достигнув 85 см в конце зимы 2009–2010 гг.; на распаханых склонах южной экспозиции средняя толщина СП составила 53 см, а максимум наблюдался в конце зимы 2009–2020 гг. – 80 см. Анализ данных снегосъемок показывает, что для залегания СП на пашне характерна значительная изменчивость и в пространстве: от 0–10 см на возвышенных участках и выпуклых наветренных склонах (рис. 2, А), до 211 см у лесополос (рис. 2, Б).

Вследствие чего наблюдаются существенные различия в запасе влаги в снеге: от 0–50 до 500–700 мм [21]. Подобные данные получены и на ключевом участке «10 км», например, в период снегосъемки 2004 г. толщина СП изменялась от 5 до 111 см при среднем значении 49 см. Средняя плотность снега составила $0,30 \text{ г/см}^3$, а запас влаги варьировал от 16 до 332 мм при среднем значении 147 мм.

Устойчивое промерзание почв происходит в ноябре. Глубина промерзания почв в значительной мере зависит от толщины СП на пашне и в среднем изменяется от 1–2 м при толщине СП 0–30 см, 0,7–1,35 м – при толщине СП в 30–50 м, 0,4–0,6 м – при толщине в 50–60 см [22].



А/А



Б/В

Рис. 2. Пространственная неоднородность мощности снегового покрова: А) на возвышенных участках и выпуклых наветренных склонах пашни; Б) у лесополосы Лучановского ключевого участка (фото М.А. Каширо, март 2020)

Fig. 2. Spatial heterogeneity of snow cover thickness: А) on elevated areas and convex windward slopes of arable land near the forest belt; В) near the forest belt of the Luchanovsky key site (photo by M.A. Kashiro, March 2020)

Начало снеготаяния на всех метеорологических станциях исследуемой территории приходилось на 28–31 марта, а его завершение – на 16–22 апреля. Продолжительность снеготаяния за 1955–2016 гг. изме-

нялась от 5 до 33 дней, а его среднемноголетняя продолжительность составила 18 дней (ст. Первомайское) и 22 дня (ст. Томск). Среднемноголетнее значение средней интенсивности снеготаяния за 1955–2016 гг. было равно: ст. Первомайское – 12,5–14,4 мм/сут, ст. Томск – 13,6–15,5 мм/сут. На полевых участках максимальная суточная интенсивность снеготаяния достигала 53,3–88,6 мм/сут, а максимальная часовая – 7,8 на ст. Томск [23]. По данным наших наблюдений за 1988–2020 гг. интенсивность снеготаяния составляла от 5,4–8,0 до 88,6 мм/сут.

Глубина оттайки почв во время снеготаяния по данным наших исследований изменяется от 1–15 см на склонах северной экспозиции, до 20–35 см на южных. Со склонов пашни по малым эрозионным формам – потяжинам, ложбинам, струйчатым размывам – происходит сток талой воды. Наши ежегодные наблюдения за скоростью воды в нерусловых потоках на склонах разной крутизны показали, что она изменяется по зяби от 1–10 см/с на склонах в $0-1^\circ$ до 0,5–0,7 м/с на склонах в $2-5^\circ$ и достигает 1,0–1,5 м/с на склонах $5-7^\circ$ и более. На таких склонах нередко образуются порожистые микрорусла, в которых наблюдаются «водопады» высотой до 0,5–0,8 м (рис. 3).

Активно эродирующие скорости склоновых микроруслов составляют в основном 0,2–0,7 м/с. Наши наблюдения за скоростями воды в нерусловых потоках хорошо согласуются с данными, полученными Л.Ф. Литвиным при изучении эрозии почв на пашне европейской части России [6]. А.Ф. Тимофеевым определена степень эрозионной опасности скоростей воды в микроруслах, которая в зависимости от крутизны склона различается: при крутизне склона $0-1^\circ$ и скоростях воды в 0,20–0,23 м/с она незначительная; при уклонах $1-2^\circ$ и скоростях 0,38–0,53 м/с – от слабой до выше средней; при крутизне $3-5^\circ$ и скорости 0,67 м/с – большая; при уклонах в $5-7^\circ$ и скорости 0,82 м/с – очень большая; при крутизне склонов 11° и скорости 1,06 м/с – чрезмерная [24].

В южной части территории Томской области в состав сельскохозяйственных угодий входят и используются под пашни в основном серые лесные и их разновидности, дерново-подзолистые почвы, их противозрозийная устойчивость низкая [18, 25].

Хотя водная эрозия считается наиболее серьезной причиной деградации почв во всем мире, глобальные закономерности эрозионной активности по-прежнему плохо поддаются количественной оценке, а последние имеют большую неопределенность [15]. Для оценки величины смыва почв в настоящее время применяются различные методы – расчетные, полевые. Ряд методов использован исследователями и для определения смыва почв со склонов пашни южных административных районов Томской области, но полученные данные противоречивы. Так, В.Е. Мусохранов отнес исследуемый район к подзоне среднего смыва и среднего размыва – от 5 до 7–10 т/га [26]. Согласно З.В. Пацукевич и др., расчетная интенсивность смыва почв на пашне юга Томской области изменяется от 1,6 до 3,0 т/га в год [27].



Рис. 3. Порожистое микрорусло на склоне пашни юго-востока Томской области (фото М.А. Каширо, апрель 2021)

Fig. 3. Porous world channel on the slope of arable land in the south-east of the Tomsk region (photo by M.A. Kashiro, April 2021)

В.М. Хмелев и др. отмечают, что водно-эрозийные процессы наиболее развиты на пашнях Томского, Асиновского, Зырянского, Молчановского и Чаинского районов Томской области [25]. Это связано как с низкой противоэрозийной устойчивостью почв при ежегодной вспашке, так и с приуроченностью пашни к склоновым поверхностям. Смыв почв при снеготаянии на южных склонах пашни Томского района в зависимости от крутизны склонов достигает 30–70 м³/га, на северных – 5–15 м³/га.

З.П. Кирюхиной и др. на основе расчетов интенсивности эрозии для талой и ливневой эрозии по программе «EROSION» С.Ф. Краснова определена масса смытой почвы с пашни для ряда регионов РФ за 1980 и 2012 гг. В Томской области в 1980 г. с пашни площадью 671,1 тыс. га было смыто 1946 тыс. т. почвы; в 2012 г. – с пашни площадью 429,8 тыс. га – 1418 тыс. т. почвы. Анализ данных З.П. Кирюхиной и др. показывает, что в среднем с 1 га пашни в 1980 г. смывалось 2–3 т/га в год от стока талых и ливневых вод, а в 2012 г. – 3–4 т/га [28]. По данным наших полевых наблюдений смыв почвы талыми снеговыми водами весной 2012 г. был более значителен и изменялся на склонах пашни южной экспозиции от 2–5 до 56 м³/га в зависимости от крутизны, длины, микрорельефа, запасов влаги в СП и агрофона.

Авторами данной работы для оценки интенсивности смыва почвы со склонов пашни использованы расчетные методы, а также многолетние комплексные полевые исследования эрозии почв на ключевых участках «Лесопитомник» (район п. Басандайка, 1985–2005 гг.); «10 км» (район трассы Томск–Ярское, 1985–2020 гг.); «Лучаново» (в 20 км к юго-востоку от

г. Томска, 1988–2021 гг.). Кроме того, проводились маршрутные обследования пашни после снеготаяния в южных районах Томской области: Томском, Асиновском, Зырянском, Кожевниковском и Первомайском.

Ежегодно в конце марта на ключевом участке «Лучаново» проводятся в зависимости от микрорельефа замеры толщины снега через 10–20 м по ландшафтно-геоморфологическим профилям; измеряются скорости воды в струйчатых размывах во время снеготаяния; осуществляется забор проб воды на основные органолептические показатели (прозрачность, мутность, цвет); определяется глубина, на которую оттаивает почва. После того как снег сходит с большей части агроландшафтов, осуществляется обследование струйчатых размывов с замерами через 1–10 м с учетом их извилистости, конусов выноса, отбираются пробы делювия и почв на гранулометрический, химический состав [17, 20, 21].

Для Томь-Яйского междуречья построена карта средних углов наклона земной поверхности (1:100000), составлены цифровые модели рельефа для бассейна р. Басандайка в масштабе 1:50000, на ключевой участок «Лучаново» в масштабе 1:25000.

Результаты исследования

Результаты расчетных данных по величине смыва почв талыми снеговыми водами. Величина смыва почв талыми снеговыми водами по данным расчетных методов произведена по эмпирическим зависимостям Г.А. Ларионова [5] и по региональной методике Д.А. Буракова и др. [29]. Согласно зависимости Г.А. Ларионова, смыв почвы талыми водами с пашни

Томь-Яйского междуречья достигает 8,2–13,8 т/га в год. Наиболее интенсивно эрозия проявляется на склоновых землях западной и центральной частей названного междуречья.

Расчеты средней величины смыва почв по региональной методике Д.А. Буракова и др. показали, что среднемноголетние значения модуля смыва почв колеблются в диапазоне от 4,0 на склонах северной экспозиции до 9,4 м³/га на склонах южной экспозиции, коэффициенты изменчивости очень высоки – 0,68–1,01, соотношение коэффициентов асимметрии и вариации – 1–3. Модули смыва почв, превышающие ежегодные значения один раз в n=100 лет, составляют 40,7–64,9 м³/год.

Согласно расчетным данным на исследуемой территории интенсивность плоскостной эрозии по СП 115.1330.2016 [30] составляет от 2–5 м³/га в год (умеренно опасная) до 5–10 м³/га (опасная), а в отдельные годы развивается опасный процесс – 10–15 м³/га и более.

Данные о среднемноголетних модулях смыва почв, полученные расчетными методами, не отражают реальной картины эрозионных процессов, происходящих на склонах пашни во время снеготаяния. Это положение подтверждается многолетними (1985–2021 гг.) наблюдениями в пределах ключевых участков и при маршрутных обследованиях пашни.

Результаты полевых наблюдений за 36-летний период (1985–2021 гг.) показали, что смыв почв на склонах пашни может сильно различаться в пространстве. Наиболее интенсивен смыв почвы со склонов южной экспозиции по боронованной зяби, изменяющийся от 3–8 до 25–80 м³/га, а по стерне, всходам озимых, грубой зяби поперек склона – от 0,5–1,0 до 3–5 м³/га. Также на величину смыва оказывает влияние уклон поверхности. Так, наибольший смыв почв на склонах пашни южной экспозиции наблюдается по зяби при уклоне земной поверхности 5–7° и более, достигая 30–80 м³/га за снеготаяние, а также в районе лесополос, особенно в годы с бурным таянием сугробов. В последних скапливаются большие запасы влаги (до 300–400 мм и более). В результате на пашне образуются промоины глубиной 1–1,3 м, а скорость течения воды в них достигает 1–1,5 м/с.

По методике Д.А. Буракова и др. [29] проведены расчеты по оценке вероятностей ежегодного превышения модуля смыва почв с пашни ключевого участка вблизи с. Лучаново за 1988–2021 гг. и установлено, что со склонов пашни южных экспозиций в среднем смывается до 9 м³/га почвы, а со склонов северной экспозиции – 4 м³/га. На склонах пашни северной экспозиции смыв почв меньше и в среднем за годы наблюдения составляет 1–5 м³/га, но в годы с длительным снеготаянием достигает 20–25 м³/га. В табл. 2 приведены примеры смыва почв со склонов разной экспозиции по ряду лет.

В результате делювиального процесса происходит перемещение значительного объема литомасс от приводораздельных поверхностей к подножию склонов (рис. 4). Наши наблюдения показали справедливость выводов Л.Ф. Литвина [6] о сложности проявления делювиального процесса в агроландшафтах:

поскольку происходит перемещение литомасс не только в продольном плане – от водораздела к близлежащей речной долине или балке, но наблюдается и поперечная дифференцированность процессов смыва, размыва и аккумуляции. Это обусловлено расчленением склонов пашни сетью потяжин, ложбин. Кроме того, значительное влияние оказывают микро- и нанорельеф пашни, например, наличие суффозионно-просадочных западин. Гранулометрический состав делювия в местах аккумуляции характеризуется несколько большим содержанием песка и ила по сравнению с почвами плакоров (табл. 3).

В составе делювия, отложившегося на разных участках склона, содержится значительное количество гумуса – от 0,99 до 6,1 %, достигая в отдельных пробах до 7,8 %, а также других биогенов (табл. 3). В.А. Хмелев и др. отмечают, что ежегодные потери гумуса для темно-серых оподзоленных почв составляют 0,43 т/га; для серых оподзоленных – 0,62 т/га; для светло-серых оподзоленных – 0,43 т/га; дерново-подзолистых – 0,15 т/га; черноземов – 0,98 т/га в год [25].

Таблица 2. Примеры средних данных по смыву почв исследуемых участков

Table 2. Examples of mean data on soil washout of the surveyed areas

Год и место наблюдения Year and place of research	Экспозиция склона, агроландшафт Slope exposure, agricultural landscape	Смыв, м ³ /га Soil washout, m ³ /ha
2003, «10 км» «10 km»	Южная, контурная зябь South, contour plowland	15–16
2003, Лучаново Luchanovo	Южная, зябь боронованная South, harrowed plowland	13–14
2004, «10 км» «10 km»	Южная, зябь South, plowland	20–21
2004, Асиновский район (Михайловка) Asino district (Mikhailovka)	Южная, зябь боронованная вдоль склона South, harrowed plowland along the slope	37–40
2004, Томский район (Семилузжki) Tomsk district (Semiluzhki)	Северная, контурная зябь Northern, contour plowland	27–28
2004, Асиновский район (Большедорохово) Asino district (Bolshedorokhovo)	Южная, стерня South, stubble	0,5–1,0
2004, Кожевниковский район Kozhevnikovsky district	Контурная зябь Harrowed plowland	2–5
2010, Лучаново Luchanovo	Южная, всходы клевера South, clover shoots	4–5
	Южная, боронованная зябь вдоль склона South, harrowed plowland along the slope	29–30
	Северная, боронованная зябь North harrowed chill	9–15

Наши 34-летние наблюдения за эрозией почв при снеготаянии на пашне южной части территории Томской области показали, что согласно СП 115.1330.2016 [30], в более чем 56 % случаев развивается опасный и весьма опасный делювиальный процесс, приводящий к снижению плодородия почв.



Рис. 4. Делювиальный шлейф на склоне агроландшафта Томского района (фото З.Н. Квасниковой, апрель 2012)

Fig. 4. Deluvial fan on the slope of the agricultural landscape of the Tomsk region (photo by Z.N. Kvasnikova, April 2012)

Таблица 3. Гранулометрический состав и содержание некоторых биогенов в делювиальных отложениях и почвах (верхний горизонт) пашни Лучановского ключевого участка

Table 3. Granulometric composition and content of some nutrients as part of deluvial deposits and soil (upper horizon) of the arable land of the Luchanovsky key site

Тип отложений Sediment type	Гранулометрический состав, % Granulometric composition, %			Содержание биогенов Nutrient content		
	Песок Sand	Пыль Silt	Глина Clay	Гумус Humus, %	Ca ²⁺ +Mg ²⁺	P ₂ O ₅ подвиж./labile, мг/mg 100 г/g
Почвы плакоров Plakor soils	15,8–16,7	64,6–68,2	16,0–18,9	5,4–6,2	28,7–30,5	71,8–82,3
Делювий/Deluvium	6,6–26,0	50,0–72,3	14,4–32,0	2,6–6,1	21,2–28,5	70,3–82,6

Заключение

Сельскохозяйственные угодья (пашни) юга Томской области, расположенные на склоновых землях, эрозионноопасны, но в разной степени, зависящей от их крутизны, длины, формы, экспозиции, а также от состояния агрофона. Среднегодовой смыв со склонов пашни южной экспозиции за 34-летний период наблюдений по зяби варьировал в зависимости от интенсивности снеготаяния от 0,5...2,0 м/га при глубокой (20–25 см) вспашке поперек склона, от 2–5 до 16–30 м³/га при боронованной поперек склона зяби, местами на склонах 5–7 и более до 50–80 м³/га; на склонах пашни северной экспозиции смыв меньше – от 1 до 8 м³/га, лишь в годы с длительным периодом снеготаяния достигал 15–25 м³/га (1989, 2010 гг.).

Согласно расчетным данным среднееголетние значения модуля смыва колеблются в диапазоне 4,0–9,4 м³/га. Различия в оценках смыва почв, полученных разными методами, объясняются тем, что все методы не лишены недостатков и требуют усовершенствования. В расчетах не учитывается неравномерность залегания снежного покрова, микрорельеф, наличие лесополос, форма склонов и др.

Исследования транзита и аккумуляции рыхлых отложений, формирующихся в результате смыва талыми снеговыми водами, показывают, что большая часть делювия остается в нижней части не распаиваемых склонов пашни, днища балок и не достигает русел малых рек и ручьев изучаемого региона.

Данные об интенсивности смыва почв, полученные авторами статьи, – это основа для представления о процессах развития эрозии почв от стока талых снеговых вод в агроландшафтах юга Томской области и для разработки мер борьбы с ней. При этом необходимо помнить, что полученные нами данные, как и материалы других авторов, не учитывают механической эрозии – перемещения почвы орудиями обработки при распашке и выноса почвенных частиц совместно с урожаем, особенно при уборке корнеплодов.

Кроме того, эрозия почв как рельефообразующий процесс имеет большое социально-экономическое и экологическое значение: происходит деградация почв, теряется их плодородие, в перемещаемых почвогрунтах содержатся различные химические элементы, способные привести к загрязнению окружающей среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lal R. Soil erosion and the global carbon budget // *Environment International*. – 2003. – V. 29 (4). – P. 437–450.
2. Лисецкий Ф.Н., Светличный А.А., Черный С.С. Современные проблемы эрозии почв. – Белгород: Константа, 2012. – 456 с.
3. Эрозия – актуальная проблема деградации почв // *ГлавАгроном*. – 2020. URL: <https://glavagronom.ru/articles/eroziya-aktualnaya-problema-degradacii-pochv> (дата обращения: 13.12.2021).
4. A linkage between the biophysical and the economic: assessing the global market impacts of soil erosion / M. Sartori, G. Philippidis, E. Ferrari, P. Borrelli, E. Lugato, L. Montanarella, P. Panagos // *Land Use Policy*. – 2019. – V. 86. – P. 299–312.
5. Ларионов Г.А. Эрозия и дефляция почв: основные закономерности, количественная оценка. – М.: Изд-во Московского университета, 1993. – 200 с.
6. Литвин Л.Ф. География эрозии почв сельскохозяйственных земель России. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2002. – 255 с.
7. Arshad M.A., Martin S. Identifying critical limits for soil quality indicators in agro-ecosystems // *Agric Ecosyst Environ*. – 2002. – V. 88 (2). – P. 153–160.
8. World's soils are under threat / L. Montanarella, D.J. Pennock, N. McKenzie, M. Badraoui, V. Chude, I. Baptista, T. Mamo, M. Yemefack, M. Singh Aulakh, K. Yagi, S. Young Hong, P. Vijarnsom, G.L. Zhang, D. Arrouays, H. Black, P. Krasilnikov, J. Sobocká, J. Alegre, C.R. Henriquez, M. de Lourdes Mendonça-Santos, M. Taboada, D. Espinosa-Victoria, A. Al Shankitii, S.K. Alavi Panah, E.A.E.M. Elsheikh, J. Hempel, M. Camps Arbestain, F. Nachtergaele, R. Vargas // *Soil*. – 2016. – V. 2. – P. 79–82.
9. Morgan R.P.C. Soil erosion and its control (Van Nostrand Reinhold soil science series). – Hardcover, January 1, 1986. – 311 p.
10. Predicting soil erosion by water: a guide to conservation planning with the Revised Soil Loss Equation (RUSLE) / K.G. Renard, G.R. Foster, G.A. Weesies, D.K. McCool, D.C. Yoder. – U.S.: Department of Agriculture, 1997. – *Agriculture Handbook* № 703. – 404 p.
11. Nearing M.A. Impacts of climate change on erosivity in the United States: 2000–2050 // *Soil Erosion Research for the 21st Century*. Proc. of the International Symposium. – Honolulu, HI, USA, 3–5 January 2001. – P. 268–270.
12. Barry R.G. Cryosphere Models // *Encyclopedia of Complexity and Systems Science* / Ed. by R. Meyers. – New York: SpringerScience + BusinessMedia, LLC, 2009. – P. 1704–1718.
13. Rates and spatial variations of soil erosion in Europe: a study based on erosion plot data / O. Cerdan, G. Govers, Y. le Bissonnais, K. van Oost, J. Poesen, N. Saby, A. Gobin, A. Vacca, J. Quinton, K. Auerswald, A. Klik, F.J.P.M. Kwaad, D. Raclot, I. Ionita, J. Rejman, S. Rousseva, T. Muxart, M.J. Roxo, T. Dostal // *Geomorphology*. – 2010. – V. 122 (1–2). – P. 167–177.
14. Вариабельность факторов и количественные оценки эрозии / Л.Ф. Литвин, Н.Г. Добровольская, З.П. Кирюхина, С.Ф. Краснов // Двадцать восьмое пленарное межвузовское координационное совещание по проблеме эрозионных, русловых и устьевых процессов. – Пермь, 8–10 октября 2013. – Пермь: Пермский гос. нац. исслед. ун-т, 2013. – С. 129–131.
15. Global rainfall erosivity assessment based on high-temporal resolution rainfall records / P. Panagos, P. Borrelli, K. Meusburger, B. Yu, A. Klik, K. Jae Lim, J.E. Yang, J. Ni, C. Miao, N. Chattopadhyay, S. Hamidreza Sadeghi, Z. Hazbavi, M. Zabih, G.A. Lariou, S.F. Krasnov, A.V. Gorobets, Y. Levi, G. Erpul, C. Birkel, N. Hoyos, V. Naipal, P. Tarso S. Oliveira, C.A. Bonilla, M. Meddi, W. Nel, H. Al Dashti, M. Boni, N. Diodato, K. van Oost, M. Nearing, C. Ballabio // *Scientific Reports*. – 2017. – № 7:4175.
16. Wuepper D., Borrelli P., Finger R. Countries and the global rate of soil erosion // *Nature Sustainability*. – 2020. – V. 3. – P. 51–55.
17. Osintseva N.V., Kvasnikova Z.N., Evseeva N.S. The risk of occurrence of erosion processes on the western slope of the Tom'-Yaya interfluvium // *Geography and Natural Resources*. – 2014. – V. 35. – № 2. – P. 152–156.
18. Строкова Л.А. Состав и свойства покровных отложений Томского Приобья // *Обский вестник*. – 1999. – № 1–2. – С. 122–127.
19. Филандышева Л.Б., Ромашова Т.В., Юркова К.Д. Географические особенности г. Томска и динамика сезонных ритмов в условиях глобального изменения климата. – Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2021. – 254 с.
20. Влияние рельефа и растительности на распределение снежного покрова в бассейнах малых рек / Н.С. Евсеева, А.И. Петров, М.А. Каширо, З.Н. Квасникова, А.С. Батманова, А.В. Хон // *Геосферные исследования*. – 2017. – № 4. – С. 64–74.
21. Снеговетровые процессы в агроландшафтах бассейнов малых рек юго-востока зоны подтайги Западно-Сибирской равнины / Н.С. Евсеева, М.А. Каширо, З.Н. Квасникова, А.С. Батманова, А.И. Петров, М.А. Волкова, О.В. Носырева // *География и природные ресурсы*. – 2020. – № 1 (160). – С. 113–121.
22. Евсеева Н.С., Квасникова З.Н., Каширо М.А. Из истории изучения мерзлоты юго-востока Западной Сибири, ее типы и влияние на рельефообразование // *Геосферные исследования*. – 2018. – № 3. – С. 71–87.
23. Носырева О.В., Соян Д.А. Снежный покров как фактор развития эрозии почв на юге Томской области // *Современные проблемы географии и геологии: к 100-летию открытия естественного отделения в Томском государственном университете: Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием*. – Томск, 2017. – С. 311–315.
24. Тимофеев А.Ф. Особенности защиты почв от водной эрозии в Нечерноземной зоне // *Земледелие*. – 2003. – № 3. – С. 12–13.
25. Агроэкологические основы землепользования в Томской области / В.А. Хмелев, В.К. Каличкин, В.Г. Азаренко, Н.Н. Шипилин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2001. – 255 с.
26. Мусохранов В.Е. Использование эродированных земель в Западной Сибири. – М.: Россельхозиздат, 1983. – 191 с.
27. Пацукевич З.В., Кирюхина З.П. Эродируемость пахотных почв России // *Вестник МГУ. Серия географическая*. – 2001. – № 3. – С. 39–43.
28. Современный тренд земледельческой эрозии почв Уральского и Западно-Сибирского регионов / З.П. Кирюхина, Н.Г. Добровольская, С.Ф. Краснов, Л.Ф. Литвин // *Закономерности проявления эрозионных и русловых процессов в различных условиях*. – М.: ЛЕНАНД, 2019. – С. 242–244.
29. Бураков Д.А., Маркова Е.Э. Эрозия почв. – Красноярск: Красноярский гос. аграр. ун-т, 2009. – 160 с.
30. СП 115.13330.2016. Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция. – М.: Стандартинформ, 2021. URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054202> (дата обращения: 07.12.2021).

Поступила: 20.10.2021 г.

Информация об авторах

Евсеева Н.С., доктор географических наук, заведующая кафедрой географии Геолого-географического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета.

Петров А.И., старший преподаватель кафедры гидрологии Геолого-географического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета.

Квасникова З.Н., кандидат географических наук, доцент кафедры географии Геолого-географического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета.

Каширо М.А., кандидат географических наук, доцент кафедры географии Геолого-географического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета.

Хон А.В., кандидат географических наук, доцент кафедры географии Геолого-географического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета; младший научный сотрудник лаборатории самоорганизации геосистем Института мониторинга климатических и экологических систем СО РАН.

UDC 551.4.042+551.4.022

SOIL EROSION DURING SNOWMELTING IN AGRICULTURAL LANDSCAPES OF THE SOUTH OF THE TOMSK REGION: DEVELOPMENT FACTORS, INTENSITY AND DYNAMICS

Nina S. Evseeva¹,
nseeva@yandex.ru

Anatoly I. Petrov¹,
petrov.anatoliy1945@yandex.ru

Zoya N. Kvasnikova¹,
zoykwas@rambler.ru

Margarita A. Kashiro¹,
mkashiro@yandex.ru

Alexey V. Khon^{1,2},
avkhon@yandex.ru

¹ National Research Tomsk State University,
36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Institute of Monitoring of Climatic and Ecological Systems SB RAS,
10/3, Akademicheskoye avenue, Tomsk, 634055, Russia.

The relevance. Water erosion of soil is one of the priority environmental and economic problems of our time. This is due to the fact that soil is a limited resource, required for food production, carbon sequestration, regulation of water and nutrients, filtering pollutants, increasing biodiversity etc. Zonal soil types are degrading constantly as a result of population growth, deforestation, increase in arable land and climate change. Although water erosion is one of the most serious causes of soil degradation, global patterns of erosion activity are still difficult to quantify. Various calculation and field measurements methods are currently used to assess the magnitude of soil washout. The data on soil washout from the slopes of arable land in the southern part of the Tomsk region, obtained by the various authors using different methods, are contradictory.

The main aim: a brief overview of the factors in the development of soil erosion during snowmelt, assessment of the intensity and dynamics of erosion based on long-term field observations on arable land in the southern administrative districts of the Tomsk region and calculation methods.

Objects: agricultural land (arable land) in the southeast of the Tomsk region.

Methods: field measurements, computational method, laboratory and analytical methods.

Results. Our observations have shown that the erosion hazard of agricultural land in the southeast of the Tomsk region is caused by a complex of interrelated natural and anthropogenic factors such as relief, underlying rocks and soils, climatic indicators, and land cultivation methods. The average annual washout from the slopes of arable land in the region over a 34-year observation period varies from 2–5 to 16–30 m³/ha per snowmelt, sometimes washout measure up to 50–80 m³/ha. According to the calculated data, the mean annual values of the flush modulus fluctuate in the range of 4.0–9.4 m³/ha. Differences in soil washout assessments are explained by the imperfections of various methods that require improvement. The calculations do not take into account the uneven occurrence of the snow cover, microrelief, the presence of forest belts, and the shape of the slopes.

Key words:

Water erosion, snowmelting, arable land, development factors of soil erosion, Tomsk region.

REFERENCES

- Lal R. Soil erosion and the global carbon budget. *Environment International*, 2003, vol. 29 (4), pp. 437–450.
- Lisetskiy F.N., Svetlichny A.A., Cherny S.S. *Sovremennyye problemy eroziovedeniya* [Modern problems of erosion studies]. Belgorod, Konstanta Publ., 2012. 456 p.
- Eroziya – aktualnaya problema degradatsii pochv [Erosion is the urgent problem of soil degradation]. *GlavAgronom*, 2020. Available at: <https://glavagronom.ru/articles/eroziya--aktualnaya-problema-degradatsii-pochv> (accessed 13 December 2021).
- Sartori M., Philippidis G., Ferrari E., Borrelli P., Lugato E., Montanarella L., Panagos P. A linkage between the biophysical and the economic: assessing the global market impacts of soil erosion. *Land Use Policy*, 2019, vol. 86, pp. 299–312.
- Larionov G.A. *Eroziya i deflyatsiya pochv: osnovnyye zakonomernosti, kolichestvennaya otsenka* [Erosion and deflation of soils: basic patterns of quantitative assessment]. Moscow, Moscow University Publ. House, 1993. 200 p.
- Litvin L.F. *Geografiya erozii pochv selskokhozyaystvennykh zemel Rossii* [Geography of soil erosion of agricultural lands in Russia]. Moscow, Akademkniga Publ., 2002. 255 p.
- Arshad M.A., Martin S. Identifying critical limits for soil quality indicators in agro-ecosystems. *Agric Ecosyst Environ*, 2002, vol. 88 (2), pp. 153–160.
- Montanarella L., Pennock D.J., McKenzie N., Badraoui M., Chude V., Baptista I., Mamo T., Yemefack M., Singh Aulakh M., Yagi K., Young Hong S., Vijarnsom P., Zhang G.L., Arrouays D., Black H., Krasilnikov P., Sobocká J., Alegre J., Henriquez C.R., de Lourdes Mendonça-Santos M., Taboada M., Espinosa-Victoria D., Al Shankiti A., Alavi Panah S.K., Elsheikh E.A.E.M., Hempel J., Camps Arbustain M., Nachtergaele F., Vargas R. World's soils are under threat. *Soil*, 2016, vol. 2, pp. 79–82.
- Morgan R.P.C. *Soil erosion and its control* (Van Nostrand Reinhold soil science series). Hardcover, January 1, 1986. 311 p.
- Renard K.G., Foster G.R., Weesies G.A., McCool D.K., Yoder D.C. *Predicting soil erosion by water: a guide to conservation planning*

- with the Revised Soil Loss Equation (RUSLE). U.S., Department of Agriculture, 1997. Agriculture Handbook no. 703, 404 p.
11. Nearing M.A. Impacts of climate change on erosivity in the United States: 2000–2050. *Soil Erosion Research for the 21st Century. Proc. of the International Symposium*. Honolulu, HI, USA, 3–5 January 2001. pp. 268–270.
 12. Barry R.G. Cryosphere models. *Encyclopedia of Complexity and Systems Science*. Ed. by R. Meyers. New York, Springer Science + BusinessMedia, LLC, 2009. pp. 1704–1718.
 13. Cerdan O., Govers G., Le Bissonnais Y., Van Oost K., Poesen J., Saby N., Gobin A., Vacca A., Quinton J., Auerswald K., Klik A., Kwaad F.J.P.M., Raclot D., Ionita I., Rejman J., Rousseva S., Muxart T., Roxo M.J., Dostal T. Rates and spatial variations of soil erosion in Europe: a study based on erosion plot data. *Geomorphology*, 2010, vol. 122 (1–2), pp. 167–177.
 14. Litvin L.F., Dobrovolskaya N.G., Kiryukhina Z.P., Krasnov S.F. Variabelnost faktorov i kolichestvennye otsenki erozii [Variability of factors and quantitative estimates of erosion]. *Dvadsat vosmoe plenarnoe mezhdunarodnoe koordinatsionnoe soveshchanie po probleme erozionnykh, ruslovykh i ustevykh protsessov* [Twenty-eighth plenary interuniversity coordination meeting on the problem of erosion, channel and estuarine processes]. Perm, October 8–10, 2013. Perm, Perm State National Research University Publ., 2013. pp. 129–131.
 15. Panagos P., Borrelli P., Meusburger K., Yu B., Klik A., Jae Lim K., Yang J.E., Ni J., Miao C., Chattopadhyay N., Hamidreza Sadeghi S., Hazbavi Z., Zabihi M., Lariou G.A., Krasnov S.F., Gorobets A.V., Levi Y., Erpul G., Birkel C., Hoyos N., Naipal V., Tarso P., Oliveira S., Bonilla C.A., Meddi M., Nel W., Al Dashti H., Boni M., Diodato N., Van Oost K., Nearing M., Ballabio C. Global rainfall erosivity assessment based on high-temporal resolution rainfall records. *Scientific Reports*, 2017, no. 7: 4175.
 16. Wuepper D., Borrelli P., Finger R. Countries and the global rate of soil erosion. *Nature Sustainability*, 2020, vol. 3, pp. 51–55.
 17. Osintseva N.V., Kvasnikova Z.N., Evseeva N.S. The risk of occurrence of erosion processes on the western slope of the Tom'-Yaya interfluvium. *Geography and Natural Resources*, 2014, vol. 35, no. 2, pp. 152–156.
 18. Strokova L.A. Composition and properties of cover sediments of the Tomsk Ob region. *Obshch. Bulletin*, 1999, no. 1–2, pp. 122–127. In Rus.
 19. Filandysheva L.B., Romashova T.V., Yurkova K.D. *Geograficheskie osobennosti g. Tomsk i dinamika sezonnykh ritmov v usloviyakh globalnogo izmeneniya klimata* [Geographic features of Tomsk and the dynamics of seasonal rhythms in the context of global climate change]. Tomsk, Tomsk State University Publ. House, 2021. 254 p.
 20. Evseyeva N.S., Petrov A.I., Kashiro M.A., Kvasnikova Z.N., Batmanova A.S., Khon A.V. The influence of relief and vegetation on the distribution of snow cover in the basins of small rivers. *Geosphere research*, 2017, no. 4, pp. 64–74. In Rus.
 21. Evseyeva N.S., Kashiro M.A., Kvasnikova Z.N., Batmanova A.S., Petrov A.I., Volkova M.A., Nosalova O.V. Wind-driven snow processes in agrolandscapes of small river basins in the southeastern subtaiga zone of the west Siberian plain. *Geography and Natural Resources*, 2020, no. 1 (160), pp. 113–121. In Rus.
 22. Evseyeva N.S., Kvasnikova Z.N., Kashiro M.A. From the history of the study of permafrost in the southeast of Western Siberia, its types and impact on relief formation. *Geosphere research*, 2018, no. 3, pp. 71–87. In Rus.
 23. Nosalova O.V., Soyana D.A. Snezhnyy pokrov kak faktor razvitiya erozii pochv na yuge Tomskoy oblasti [Snow cover as a factor in the development of soil erosion in the south of the Tomsk region]. *Sovremennyye problemy geografii i geologii. K 100-letiyu otkrytiya estestvennogo otdeleniya v Tomskom gosudarstvennom universitete. Materialy IV Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Modern problems of geography and geology. To the 100th anniversary of the opening of the natural department at Tomsk State University. Materials of the IV All-Russian scientific and practical conference with international participation]. Tomsk, 2017. pp. 311–315.
 24. Timofeev A.F. Features of soil protection from water erosion in the Non-Chernozem zone. *Agriculture*, 2003, no. 3, pp. 12–13. In Rus.
 25. Khmelev V.A., Kalichkin V.K., Azarenko V.G., Shipilin N.N. *Agroekologicheskie osnovy zemlepolzovaniya v Tomskoy oblasti* [Agri-environmental bases of land use in the Tomsk region]. Novosibirsk, Russian Academy of Sciences Siberian Branch Publ., 2001. 255 p.
 26. Musokhranov V.E. *Ispolzovanie erodirovannykh zemel v Zapadnoy Sibiri* [Use of eroded land in Western Siberia]. Moscow, Rosselkhozizdat Publ., 1983. 191 p.
 27. Patsukevich Z.V., Kiryukhina Z.P. Erodibility of arable soils in Russia. *Moscow State University Bulletin. Geographic series*, 2001, no. 3, pp. 39–43. In Rus.
 28. Kiryukhina Z.P., Dobrovolskaya N.G., Krasnov S.F., Litvin L.F. Sovremennyy trend zemledelcheskoy erozii pochv Uralskogo i Zapadno-Sibirskogo regionov [Modern trend of agricultural soil erosion in the Ural and West Siberian regions]. *Zakonomernosti proyavleniya erozionnykh i ruslovykh protsessov v razlichnykh usloviyakh* [Patterns of manifestation of erosion and channel processes in different conditions]. Moscow, LENAND Publ., 2019. pp. 242–244.
 29. Burakov D.A., Markova E.E. *Eroziya pochv* [Soil erosion]. Krasnoyarsk, Krasnoyarsk Agrarian University Publ., 2009. 160 p.
 30. SP 115.13330.2016. *Geofizika opasnykh prirodnykh vozdeystviy* [Geophysics of Hazardous Natural Impacts]. Moscow, Standartinform Publ. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/456054202> (accessed 7 December 2021).

Received: 20 October 2021.

Information about the authors

Nina S. Evseeva, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk State University.

Anatoly I. Petrov, senior lecturer, National Research Tomsk State University.

Zoya N. Kvasnikova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk State University.

Margarita A. Kashiro, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk State University.

Alexey V. Khon, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk State University; junior research, Institute of Monitoring of Climatic and Ecological Systems SB RAS.

УДК 551.735 (470.51/54)

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА ВЕРХНЕЧОНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ УПЛОТНЕНИЯ ФОНДА СКВАЖИН, ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРА НЕОДНОРОДНОСТИ НА РАЗРАБОТКУ, ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ В PETREL И tNAVIGATOR

Буланов Никита Сергеевич¹,
nek103@mail.ru

Зедгенизов Антон Викторович²,
azedgen@gmail.com

¹ Тюменский государственный университет,
Россия, 625043, г. Тюмень, ул. 8 Марта, 2.

² Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Актуальность. Исследование посвящено повышению точности построения геологических и гидродинамических моделей. В настоящий момент трехмерное моделирование играет важнейшую роль в процессе проектирования и оценки перспективности месторождений углеводородов, именно поэтому необходимо искать новые закономерности, позволяющие снизить погрешность подсчетных параметров и повысить достоверность расчетов. Необходимо находить баланс между сложностью модели и временным периодом, необходимым для ее расчета, в ином случае расчет либо будет произведен некорректно, либо не будет возможности просчета большой вариации предлагаемых решений.

Цель: повысить точность гидродинамической модели за счет вариации параметра неоднородности (P), построить корреляционную зависимость P от количества слоев модели; интегрировать новый фонд эксплуатационных скважин в уже действующую систему разработки; сравнить исходную и новую спроектированную сетки.

Объекты: пласты V_4 и V_4^2 Верхнечонского горизонта, разобщенные глинистой перемычкой.

Методы: геологическое и гидродинамическое моделирование исследуемого участка с применением ПО Petrel и tNavigator; выделение участка с наибольшим потенциалом оптимизации; подбор количества слоев модели для адекватной оценки подвижных остаточных запасов на основании корреляционной зависимости коэффициента неоднородности; расчет прогнозных показателей разработки.

Результаты. Произведен подсчет геологических запасов нефти по геологической модели с помощью инструмента Volume calculation с применением куба песчаности (NTG), коэффициента пористости, нефтенасыщенности, величин плотности и пересчетного коэффициента. Пробурено четыре дополнительные скважины на моделируемом участке. Повысился охват моделируемой системы заводнения. Оценено влияние параметра неоднородности на точность построения модели и на стратегию эксплуатации лицензионного участка. Предложена новая система разработки участка Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова:

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, моделирование, параметр неоднородности, оптимизация системы разработки, прогнозирование профилей добычи.

Введение

В процессе построения геологической и при расчете гидродинамической моделей многие разработчики уделяют большое внимание структурному каркасу, распределению фильтрационно-емкостных характеристик (ФЕС) и динамическим параметрам, но не уделяется должного внимания параметру неоднородности.

В данной статье будет проанализировано, как параметр P может влиять на систему разработки залежи на примере Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Выделим перспективные подвижные запасы и предложим новую сетку скважин, позволяющую увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и повысить экономическую эффективность проекта.

Построение модели

Верхнечонское месторождение многопластовое, имеет сложное геологическое строение. Корреляция и

стратиграфические разрезы показывают сильную литологическую неоднородность всех продуктивных пластов. Основные запасы нефти и газа находятся в карбонатных осинском и преображенском горизонтах и в терригенном верхнечонском горизонте. Перспективными для разработки является устькутский горизонт, представленный карбонатами.

Пласт представляет собой залежь пластового типа с литологическим и тектоническим барьерами. Залегаёт на архей-протерозойском гранито-гнейсовом фундаменте. На месторождении выделено восемь основных блоков с разной насыщенностью и глубинами газонефтяных контактов. В большинстве действующего фонда скважин водонефтяной контакт (ВНК) не вскрывался, залежь находится в состоянии предельного газонасыщения. Газовые шапки фиксируются практически по всем блокам.

На основании проведенной корреляции Верхнечонский горизонт был разделен на три интервала: песча-

но-алевритовые пласты ВЧ₁, ВЧ₂ и глинистую пере-
 мычку. Коллектор ВЧ₁ имеет мощность от 2,1 до 21,4
 м. В юго-восточной части месторождения у глини-
 стой переемычки наблюдается максимальная толщина
 – 24 м, а выклинивается она в центральной области.
 Пласт ВЧ₂, так же как и переемычка, имеет макси-
 мальную мощность на юго-востоке – 21,5 м, выкли-
 нивается на северо-западе участка (рис. 1). Описанное
 литологическое строение объясняется образованием
 горизонта в условиях активной архей-протерозойской
 палеотектоники [1].

Породы горизонта характеризуются высокой степе-
 нью засоления порового пространства. Порис-
 тость исследованных образцов изменяется в диапа-
 зоне 1,8–27,6 % (среднее – 15,4 %), проницаемость –
 0,1–10733,3 мД (среднее – 691 мД). Значения порис-
 тости преобладают в диапазоне 14–24 %, проницае-
 мости – 100–1000 мД.

Степень засоления порового пространства опре-
 делялась из выражения [2]:

$$\Delta K_n = \frac{K_{n2} - K_{n1}}{K_{n2}} \cdot 100\%,$$

где K_{n1} и K_{n2} – значения пористости до и после отмы-
 ва от солей.

Диапазон изменения степени засоления соста-
 вил 12,2–88,6 % при среднем значении – 21,8 %.
 Уменьшение пористости после отмыва, возможно,
 связано с тем, что при насыщении водой образцы, в
 поровом пространстве которых содержится ангидрит,
 взаимодействуют с H₂O, в результате чего ангидрит
 гидратируется и переходит в гипс с увеличением объ-
 ема до 30 % [3].

Основными факторами, влияющими на фильтра-
 ционно-емкостные свойства объекта ВЧ (пласты
 ВЧ₁+ВЧ₂ с глинистой переемычкой), являются струк-
 тура и интенсивность эпигенетических изменений,
 выразившиеся в карбонизации, сульфатизации, гал-
 литизации и глинизации с образованием соответ-
 ствующих видов цемента. Карбонаты содержат все
 литологические разности, в гравелитах и песчаниках
 присутствуют галит и сульфаты. В глинистых але-
 волитах отмечается высокое содержание глинистого

цемента. Аутигенный кварцевый цемент присутству-
 ет в гравелитах и песчаниках [4–6].

Смоделированный коллектор в Petrel является
 участком Верхнечонского нефтегазоконденсатного
 месторождения.

Моделирование пласта ВЧ осуществлялось по
 405 скважинам (модель подсчета запасов дополнялась
 и обновлялась по 39 скважинам), по ним выполнялась
 корреляция структурного каркаса. Так как основная
 часть фонда скважин – горизонтальные, интерпрета-
 ция каротажа в них возможна только при наличии со-
 временных методов геофизических исследований
 скважин (ГИС) [7–9]. Исходя из этого критерия была
 произведена отбраковка горизонтальных скважин.
 В конечном счете для моделирования исследуемого
 объекта ВЧ (насыщенности, литологической структу-
 ры и пористости) использовались 220 скважин.

Для 3D моделирования геологического объекта ВЧ
 применялись следующие геофизические и геологиче-
 ские данные:

- 1) структурные карты кровли и подошвы горизонта
 ВЧ по результатам сейсмической и геологической
 интерпретации;
- 2) карты поверхностей водонефтяного и газонефтя-
 ного контактов;
- 3) карты пространственного положения стратигра-
 фических границ подсчетного объекта;
- 4) координаты имеющихся скважин;
- 5) данные инклинометрии скважин;
- 6) данные ГИС;
- 7) результаты геолого-геофизической интерпретации
 разрезов скважин по определению литологии раз-
 реза, выделению коллекторов, характера их
 насыщения;
- 8) контуры зон замещения, нефтеносности объектов,
 границы категорий запасов и границы лицензион-
 ных участков [10].

Для гидродинамических расчетов рассматривалась
 не вся площадь лицензионного участка Верхнечонско-
 го месторождения, а отдельный его участок. В резуль-
 тате был выделен перспективный для оптимизации ин-
 тервал Верхнечонского объекта, относящийся ко вто-
 рому блоку и выделенный фиолетовым цветом (рис. 1).

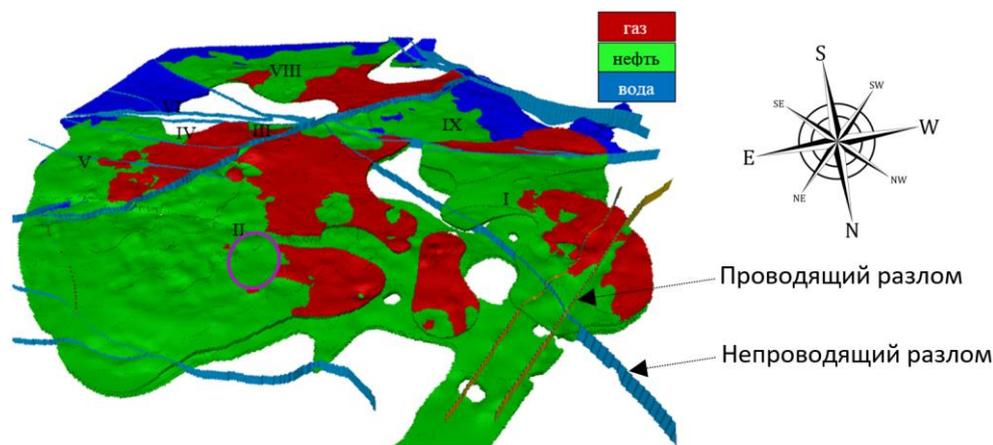


Рис. 1. Блочное строение и распределение флюидов по площади объекта ВЧ
 Fig. 1. Block structure and distribution of fluids over the area of the VCh object

Для получения модели пластов сначала создавался структурный каркас, отображающий всю геометрию, с целью обеспечения наибольшей точности проводимых расчетов использовалась схема напластовывания [11, 12]. Размер ячеек подбирался исходя из расчлененности, неоднородности разреза и мощности прослоев для отображения детального геологического грида.

Размеры ячеек в горизонтальной ориентации имеют размеры 50×50 м, это позволяет отобразить все неоднородности и не перегрузить модель высоким количеством ячеек. Сетка была развернута на 34° относительно оси для учета условий осадконакопления и схемы размещения сетки скважин. Разломы в модели заданы как вертикальные, зигзагообразные.

По итогам создания структурного каркаса были сопоставлены данные модели с данными отбивок скважин. По всей площади каркаса коэффициент детерминации равен единице.

В сеточной структуре модели каждая отдельная ячейка должна иметь определенные значения геологических параметров. Гидродинамический расчет построен на математическом вычислении параметров всех ячеек в заданный момент времени [13–15 и др.].

Построение дискретного коллектора происходило в несколько этапов. Вначале была построена геологическая структура, не учитывающая вторичное засоление. Затем были исключены кубы со значением засоления 100 %. Далее задавалось дискретное свойство, позволяющее исключить соли из раздела коллекторов.

В процессе моделирования литологии применялись 2D тренды межскважинного пространства с выделением несвязанных участков коллектора, также производились корректировки вручную.

Построение кубов коэффициентов нефте- и газонасыщения, остаточной водонасыщенности осуществлялось методом Kriging в модуле Petrophysical Modeling. Поскольку ВНК определен в единичных блоках месторождения, а сам объект ВЧ залегает на архей-протерозойском гранито-гнейсовом непроницаемом фундаменте, для моделирования указанных кубов возможен лишь метод интерполяции по скважинным значениям.

Модель пористой среды

Основной продуктивный горизонт месторождения сложен терригенными породами, трещиноватость и кавернозность отсутствуют, поэтому для объекта ВЧ рассмотрена модель одинарной поровой среды.

В образовании карбонатных пород пластов Преображенского и Осинского горизонтов принимают участие следующие минералы: доломит, кальцит, ангидрит, галит. Породообразующими являются доломит, кальцит и ангидрит. В незначительных долях присутствуют кварц, полевые шпаты, глины гидрослюдистого состава, пирит, сидерит, флюорит.

Содержание кальцита является важным фактором, определяющим фильтрационно-емкостные свойства пород пласта. Установлена обратная зависимость K_p и K_{pr} от содержания кальцита в породе. Наиболее пористые и проницаемые образцы характеризуются

минимальным содержанием кальцита и максимальным содержанием вторичного доломита.

Галит распределен по пласту неравномерно. Распределение галита адаптировано к пустотному пространству пород: т. е. он цементирует крупные поры, трещинки, каверны и пещеристые полости.

Трещинообразование развито неравномерно. Трещины частично или полностью залечены галитом или кальцитом. В целом тип и свойства коллектора позволяют рассматривать среду как поровую.

Таким образом, для всех объектов принимается модель одинарной пористости.

Термобарическая характеристика

На основе результатов исследований собственных глубинных и поверхностных проб нефти и газа Верхнечонского месторождения построена PVT модель углеводородов. Наиболее представительным материалом исследований характеризуется основной объект месторождения – Верхнечонский горизонт.

Перед началом описания этапов построения PVT модели следует отметить имеющуюся неопределенность в оценке свойств пластовых флюидов при начальных термобарических условиях. Так, давление насыщения нефти газом для нефти пласта ВЧ определено при испытаниях скважин в достаточно широком диапазоне: от 10,7 до 15,5 МПа, простое осреднение по пробам даёт значение 13,55 МПа.

В PVT модели использовалось уравнение состояния Soave-Redlich-Kwong в модификации Peneloux. Для проведения качественной настройки уравнения состояния состав пластового флюида, газа и газового конденсата, начиная от компонента C_7 и выше, был перегруппирован в 9 псевдофракций. В качестве параметров регрессии использовались критические давления и температуры, ацентрический фактор. PVT модель настраивалась по пробам, наиболее приближенным к насыщенному состоянию залежи.

По экспериментальным замерам свойств флюидов в стандартных условиях построены корреляции. Результаты расчётов по корреляции Glaso (с учётом поправки на неуглеводородные компоненты) хорошо сопоставляются с экспериментальными замерами по пластовой нефти Верхнечонского месторождения.

Согласованное с пластовыми условиями значение газосодержания предельно насыщенно нефти объекта ВЧ равно 109,8 м³/т, или 93,6 м³/м³, при давлении насыщения 15,5 МПа и температуре 14,7 °С.

Обоснование характеристик вытеснения

Параметры многофазной фильтрации заданы в моделях объектов в соответствии с результатами лабораторных экспериментов.

Для обоснования характеристик использовались петрофизические зависимости с достаточно высоким коэффициентом корреляции (более 0,7), построенные на основе данных кондиционных замеров.

Наиболее изученным является керн Верхнечонского горизонта. Количество исследований на керне объекта ВЧ достаточно для уверенной оценки характеристик вытеснения нефти водой.

Коэффициент вытеснения оценён по результатам 289 замеров параметра, среднее значение по которым составило 0,496 д. ед.

Остаточная нефтенасыщенность ($K_{но}$) задана в модели по петрофизической зависимости от пористости (K_p) и начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$).

Выделены три группы: I группа – песчаник среднелкозернистый, хорошо отсортированный, однородный; II группа – разнотзернистый песчаник, слабогравелистый, с незначительным засолением (переходная группа от породы I типа к типу III); III группа – грубозернистый, плохосортированный песчаник, гравелистый, с повышенной степенью засоления либо гравелит разнообломочный, песчанистый.

Абсолютная проницаемость в I типе образцов породы достаточно высокая, не ниже $300 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, средний показатель пористости 14 %, во II и III группах проницаемость и пористость меняются в широких пределах: $10\text{--}12000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и 10–22 %, соответственно.

Вид кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) всех трёх групп соответствует гидрофобному характеру течения – точка пересечения кривых нефти и воды расположена левее значения равной насыщенности флюидов (50 %), т. е. вода имеет фазовую проницаемость, равную проницаемости нефти при меньшей насыщенности.

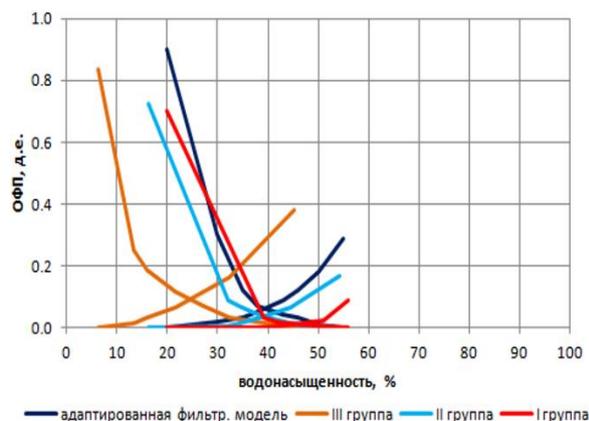


Рис. 2. Адаптированная фильтрационная модель нефти, воды и лабораторные кривые ОФП, средние по группам образцов породы пласта ВЧ. Группы образцов по гранулометрической фракции: I – песчаник среднелкозернистый, хорошо отсортированный, однородный; II – разнотзернистый песчаник, слабогравелистый, с незначительным засолением; III – грубозернистый, плохосортированный песчаник, гравелистый, с повышенной степенью засоления либо гравелит разнообломочный, песчанистый

Fig. 2. Adapted filtration model of oil, water and laboratory curves of relative phase permeabilities (RPP), averaged over groups of rock samples from the VCh formation. Groups of samples by granulometric fraction: I – medium-fine-grained sandstone, well-sorted, homogeneous; II – uneven-grained sandstone, slightly gravelly, with insignificant salinization; III – coarse-grained, poorly sorted sandstone, gravelly, with an increased degree of salinization or mixed-clastic gravel, sandy

В то же время конечная точка фазовой воды при остаточной нефтенасыщенности на графиках групп I и II имеет невысокие значения, характерные для гидрофильных коллекторов.

С учётом того, что ФЕС указанных групп изменяются в широком диапазоне, можно сделать заключение, что на вид кривых оказывает определяющее влияние структура порового пространства – степень отсортированности и однородности песчаника, наличие грубозернистых включений и засоления.

Выделить литотипы в трёхмерной модели объекта на сегодняшний день не представляется возможным, поэтому в модели задана осреднённая кривая фазовых проницаемостей.

На рис. 2 представлены модельные относительные фазовые проницаемости по каждой отдельной группе песчаника, на основе которых была создана адаптированная фильтрационная модель. Именно она закладывалась в гидродинамических расчетах.

Концевые точки в модельных ОФП соответствуют среднему значению остаточной нефтенасыщенности и коэффициенту вытеснения.

Исходная сетка

Средняя мощность нефтенасыщенного интервала 21 м. Габариты по x 3611 м и по y 3714 м. В действующий фонд скважин входит семь скважин: добывающие – WU4_1, WU4_2, WU4_3, WU4_4, WU5_1; нагнетательные – Nag_1 и Nag_2 (рис. 3). Серым цветом представлен коллектор, насыщенный флюидом. Участки глинизации и засоления представлены белым (undefined).

Разрез детерминированной модели пласта показывает его сильную неоднородность. Этот факт сильно усложняет разработку данного участка, так как вертикальная фильтрация практически отсутствует, также высокая расчлененность препятствует применению заводнения с высокой эффективностью.

Понятно, что при похожих характеристиках горизонтов по выдержанности коллектора большое значение на коэффициент расчлененности будет оказывать соединение отдельных продуктивных прослоек. В тех горизонтах, где наивысший коэффициент слияния, будет наблюдаться наивысшая гидродинамическая связь пласта.

На данном участке глинистая пачка частично выклинивается и имеет среднюю мощность около 10 м.

Одним из важнейших факторов слабой связи отдельных нефтяных оторочек является сильная засоленность коллектора. Вода имеет высокую минерализацию, и при нарушении ее стабильного состояния из нее выпадает солевой осадок, который забивает поры терригенного коллектора.

В гидродинамическом расчете принимали участие добывающие скважины со следующими интервалами перфорации WU4_1 (1619–1666 м), WU4_2 (1625–1680 м), WU4_3 (1632–1678 м), WU4_4 (1632–1678 м), WU5_1 (1615–1681 м) и нагнетательные Nag_1 (1614–1688 м) и Nag_2 (1636–1676 м). Перфорацию производилась по всем продуктивным интервалам горизонта ВЧ. Депрессии добывающих скважин варьируют в диапазоне 1,5–2,3 МПа, репрессии в нагнетательных скважинах изменяются от 5 до 8 МПа.

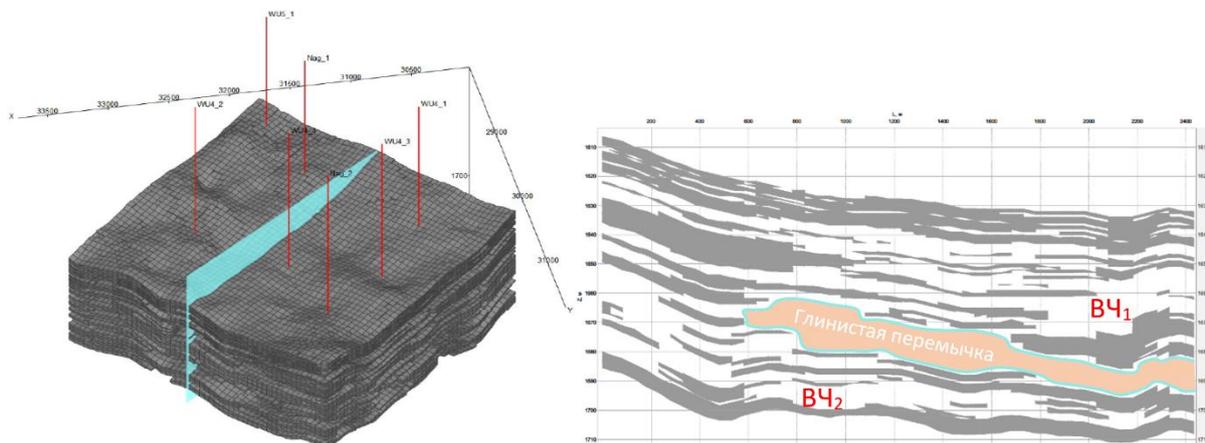


Рис. 3. Каркас геологической модели выделенного ранее участка ВЧ со скважинами и размещением сечения геологического разреза. Размер ячейки $50 \times 50 \times 2,5$ м. Количество слоев – 32

Fig. 3. Geological model wireframe with wells and section placement. Cell size $50 \times 50 \times 2,5$ m. Number of layers – 32

Инструмент визуализации фильтрационных течений позволяет наглядно отобразить площади, охваченные заводнением, а также установить область дренирования запасов и определить интервалы с наибольшим притоком жидкости.

По результатам моделирования можно сделать выводы, что не вся площадь разрабатываемого

участка вовлечена в разработку, так как имеются зоны, в которых не происходит фильтрация жидкости. Данная проблема обусловлена сильной неоднородностью коллектора. На анализируемом участке присутствует целый ряд зон, гидродинамически не связанных с основной сетью заводнения и дренирования (рис. 4).

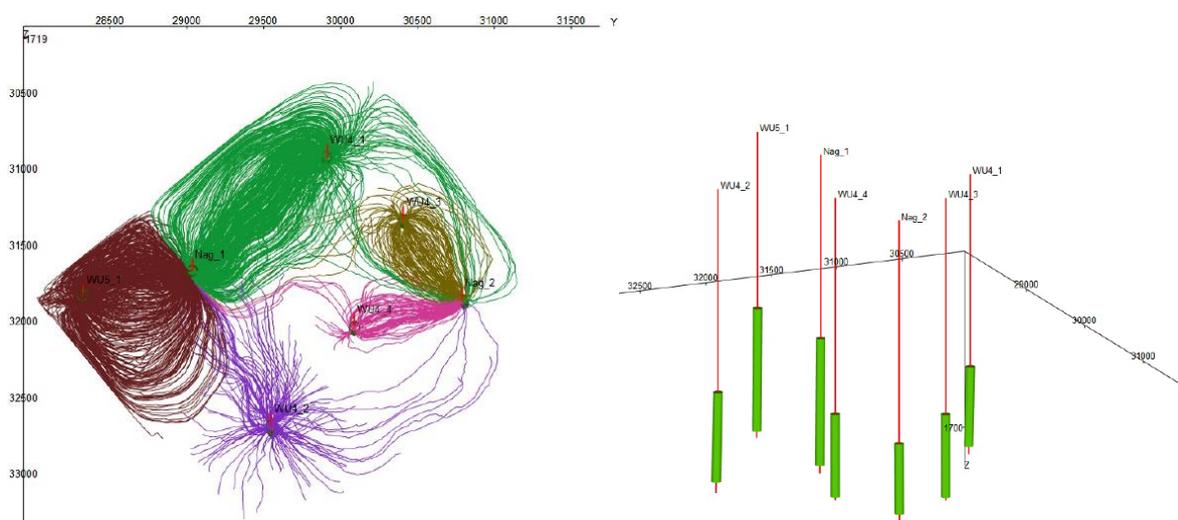


Рис. 4. Линии тока добывающих скважин и интервалы перфорации фонда из модели с 32 слоями, размер ячейки $50 \times 50 \times 2,5$ м

Fig. 4. Streamlines of production wells and perforation intervals of the stock from a model with 32 layers, cell size $50 \times 50 \times 2,5$ m

Обводненность продукции за 5 лет разработки исследуемого объекта составит 47,8 %. За весь рассчитанный период разработки среднее пластовое давление изменяется в диапазоне 173,53–174,03 атм. Таким образом, среднее значение параметра не опускается ниже начального. По геологическим условиям давление насыщения составляет 155 атм. В процессе разработки в большей части коллектора из нефти не будет выделяться газ, что обеспечит большой коэффициент извлечения (рис. 5). Также одной из проблем на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении является утилизация попутного нефтяного газа,

поэтому необходимо минимизировать объем его извлечения.

На рис. 6 представлена динамика изменения дебитов скважин, в первые два прогнозные года наблюдаются наивысшие показатели дебитов. Это обусловлено тем, что в модель были заложены геологические характеристики с учетом выработки месторождения, но, так как истории добычи по каждой отдельной скважине были неизвестны, оставшиеся запасы были распределены с помощью инструмента интерполяции по всему объему коллектора. Стартовый дебит по нефти составляет $964 \text{ м}^3/\text{сут}$, по газу – 83 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, по воде – $74,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

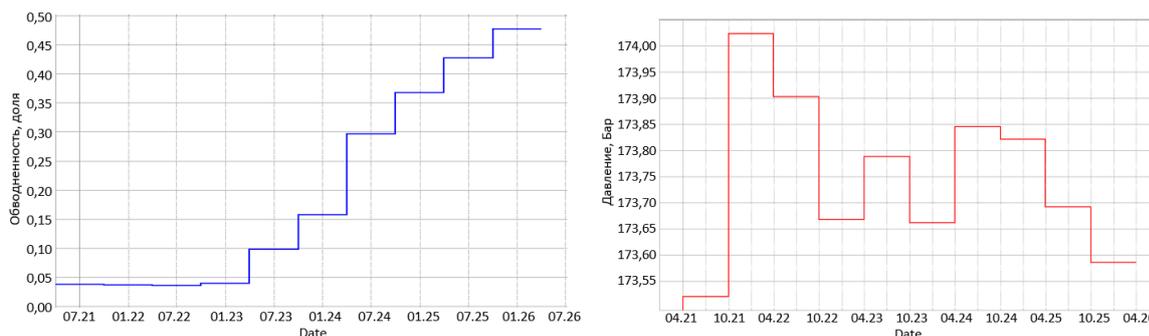


Рис. 5. Динамика обводненности и среднего пластового давления

Fig. 5. Dynamics of water cut and average reservoir pressure

За 5 лет разработки участка удалось извлечь 1397000 ст. м³ нефти, 287000 ст. м³ воды, 119500000 ст. м³ газа (единицы объема приведены к стандартным условиям). Гео-

логические запасы нефти моделируемого участка составляют 11,8386 млн ст. м³, извлекаемые 5,4243 млн ст. м³. Таким образом, текущий КИН равен 11,8 %.

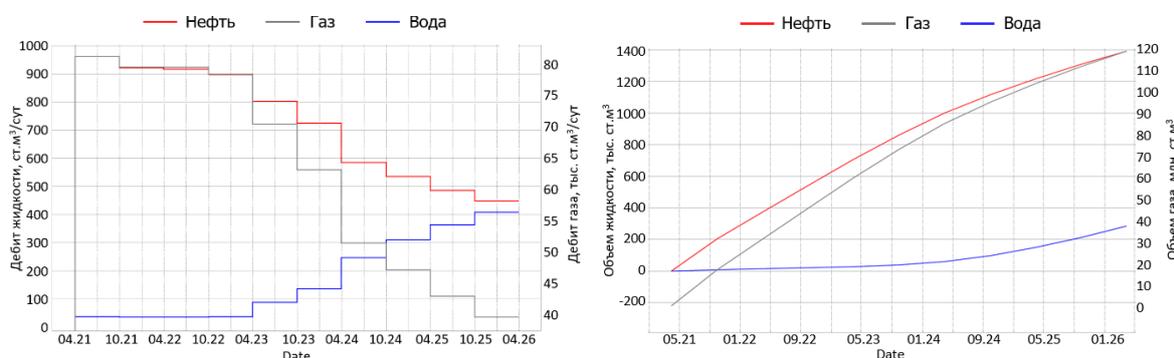


Рис. 6. Прогноз дебитов нефти, газа, воды и накопленные добычи

Fig. 6. Forecast of oil, gas, water production rates and cumulative production

Оптимизированная сетка

Так как Верхнечонский горизонт имеет сложное строение, а исходная модель имеет довольно высокую неоднородность, можно применить инструмент снижения неоднородности коллектора за счет увеличения количества слоев модели [16, 17].

Учитывая размер геологических моделей, для обоснования схемы размельчения была использована инженерная методика, суть которой состоит в определении так называемого параметра неоднородности, получаемого при разбиении слоев модели по вертикали. Параметр неоднородности рассчитывается по формуле:

$$P = \sum_{i,j} (v_1 + v_2)(n_1 - n_2)^2,$$

где v_1, v_2 – объем ячеек k -го и $k+1$ -го слоя; n_1, n_2 – песчаность ячеек k -го и $k+1$ -го слоя.

Чем выше значение параметра P , тем больше ячейки «коллектор» одного слоя объединяются с ячейками «неколлектор» другого слоя, что ущербно для точности модели. Объединению подлежат слои, параметр неоднородности по которым минимальный [18–21].

После расчетов данного параметра для множества вариантов разбиения слоёв строится график зависимости параметра неоднородности от числа слоёв модели.

На рис. 7 приведена такая зависимость для модели Верхнечонского горизонта. Из графика видно, что

параметр неоднородности растет незначительно при укрупнении шага по вертикали.

Таким образом, чтобы повысить геологическую детальность объекта и получить оптимальную для расчетов размерность модели, количество слоев может быть увеличено с 32 (зеленый пунктир), предусмотренных начальной моделью, до 49 (красный пунктир), где на графике отмечается изменение тренда наклона рассматриваемой зависимости.

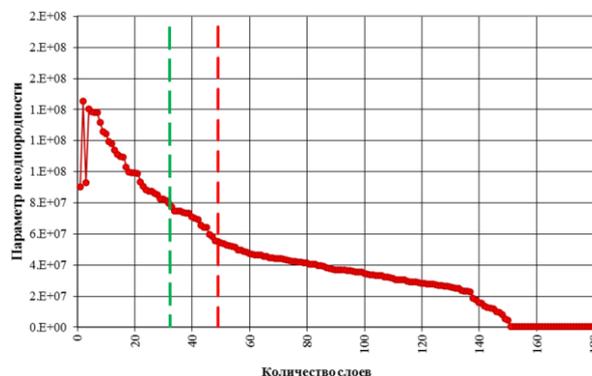


Рис. 7. Зависимость параметра неоднородности

Fig. 7. Dependence of the heterogeneity parameter

После изменения структуры геологической модели объем подвижных запасов нефти увеличился на 3,4 % за счет детализации зон, изначально не участ-

вующих в фильтрации. Таким образом, именно в области этих зон можно расширить фонд скважин.

Был проведен перерасчет гидродинамической модели, которая изначально рассчитывалась с 32 слоями, на 49 слоев. При повышенной детализации модели показатели разработки изменились незначительно, накопленная добыча нефти повысилась на 0,1 %, прирост дополнительно извлекаемых воды и газа незначителен, данные величины входят в диапазон погрешности моделируемых расчетов. Это обусловлено низкой эффективностью дренирования вертикальными скважинами подобного рода коллекторов с высокой латеральной анизотропией. Динамика разработки показала идентичные результаты.

После этого было принято решение рассматривать и анализировать сразу оптимизированный участок с уже новым разбуренным фондом скважин.

По сравнению с исходной сеткой расстановки скважин в новом варианте расчета присутствует одна двухзабойная WU10_1 (1665–2225 м – основной ствол и 2200–2676 м – ответвленный), две горизонтальные добывающие скважины: WU10_2 (1675–2317 м), WU10_3 (1760–2191 м) и одна нагнетательная Nag_3 (1625–1690 м), также указаны интервалы перфорации по MD (рис. 8). Представленная система разработки по итогам расчета модели продемонстрировала один из лучших показателей накопленной добычи при заданном условии «минимум воды – максимум нефти».

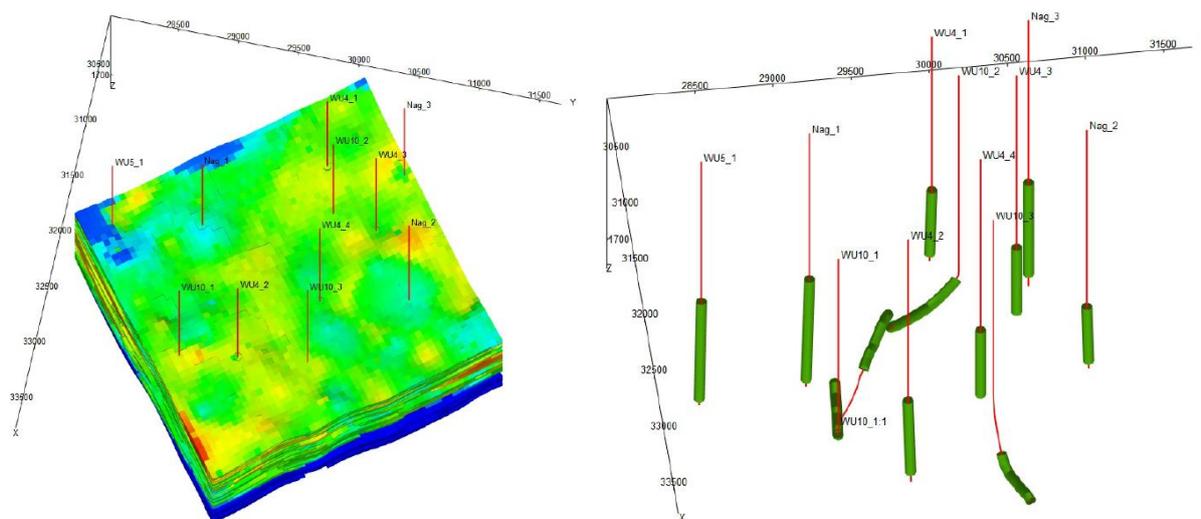


Рис. 8. Взаимное расположение старого фонда с новыми пробуренными скважинами, а также интервалы перфорации. Количество слоев – 49. Размер ячейки 50×50×1,65 м

Fig. 8. Mutual arrangement of the old stock with new drilled wells, as well as perforation intervals. Number of layers – 49. Cell size 50×50×1,65 m

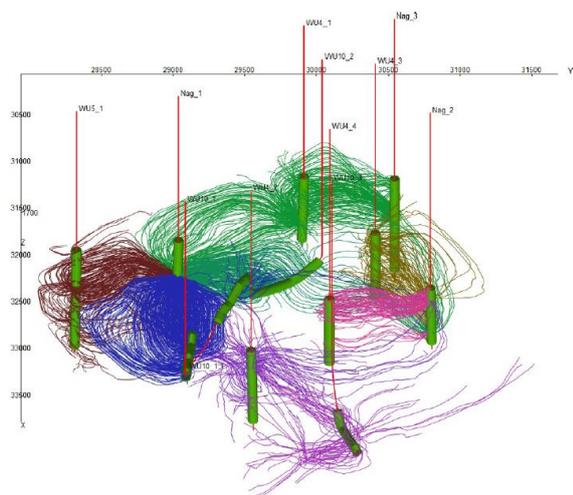


Рис. 9. Линии тока добывающих скважин. Количество слоев – 49. Размер ячейки 50×50×1,65 м

Fig. 9. Production wells streamlines. Number of layers – 49. Cell size 50×50×1,65 m

Линии тока добывающих скважин представлены на рис. 9. Благодаря пробуренной двухзабойной

скважине удалось вовлечь в разработку большую мощность коллектора. Увеличение плотности сетки расстановки скважин сможет незначительно увеличить накопленную добычу, но с экономической точки зрения это решение будет нерентабельно.

Наглядно видно, что в большей части залежи происходит фильтрация флюида. В центральной и южной части плотность линий тока снижена вследствие высокой неоднородности коллектора, а также незначительной эффективной его мощности.

На рис. 10 представлена динамика изменения обводненности добываемой продукции. За полтора года фронт нагнетаемой воды достигает добывающих скважин и обводненность начинает равномерно повышаться. По сравнению с сходной сеткой данный прогнозируемый показатель за 5 лет увеличился на 6,2 %.

За 5 лет с момента начала разработки коллектора пластовое давление снизилось с 173 до 157,3 атм (рис. 10). В большей части коллектора пластовое давление поддерживается на уровне начального, но за счет того, что три скважины разрабатывают изолированные зоны коллектора на естественном режиме, параметр среднего давления падает.

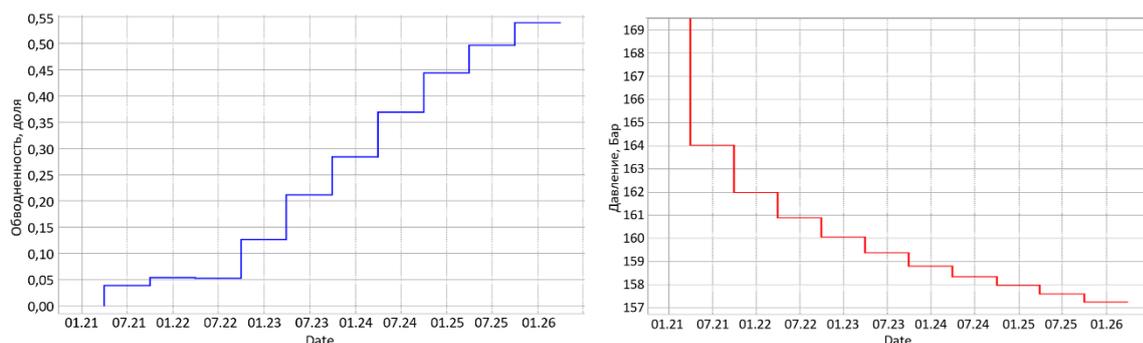


Рис. 10. Динамика обводненности и среднего пластового давления

Fig. 10. Dynamics of water cut and average reservoir pressure

Благодаря увеличению объема залежи, вовлеченной в разработку, повысились объемы дебитов нефти, газа и воды (рис. 11). В новой системе разработки (рис. 9), по сравнению с исходной сеткой (рис. 4), при таких же технологических параметрах, стартовый дебит по нефти вырос на 253 ст. м³/сут и составил 1211 ст. м³/сут, по газу – 97000 ст. м³/сут, по воде – 59 ст. м³/сут.

Накопленные показатели предлагаемой сетки (рис. 11) продемонстрировали одни из лучших соотношений: максимум добытой нефти, минимум добытой воды и газа из всех совершенных итераций, которые имели бы положительный экономический эффект. Исходя из графиков, представленных на рис. 11, накопленная добыча составила: нефть – 1599000 ст. м³, газ – 139000000 ст. м³, вода – 468830 ст. м³. Прогнозируемый накопленный КИН составляет 13,5 %.

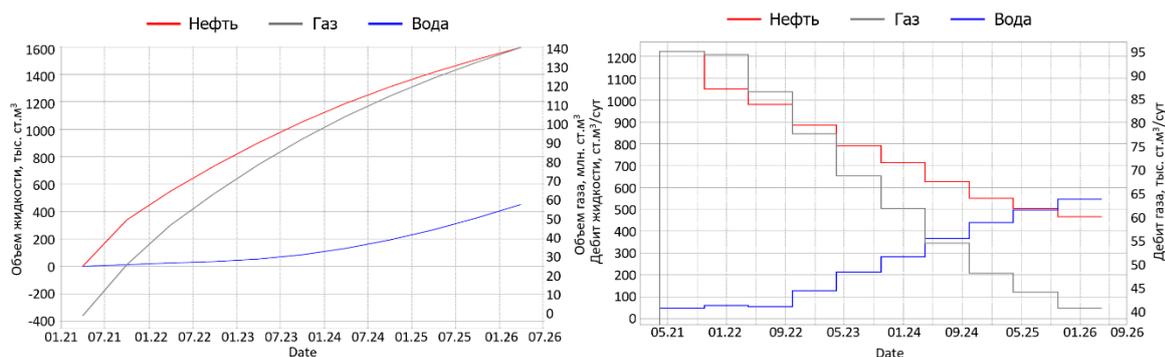


Рис. 11. Прогноз дебитов нефти, газа, воды и накопленные добычи

Fig. 11. Forecast of oil, gas, water production rates and cumulative production

Заключение

На примере построенной модели удалось доказать, что при сложном геологическом строении коллекторов важную роль играет параметр Р (параметр неоднородности). За счет увеличения детализации геологической модели и предложенной сетки добывающих и нагнетательных скважин участка Верхнечонского горизонта удалось выявить дополнительные запасы нефти, не задействованные в фильтрации, на которые

практически никакого влияния не оказывает система поддержания пластового давления.

Прирост подвижных запасов нефти в модели составил 194000 м³. Их удалось вовлечь в разработку за счет расширения фонда скважин, в зонах, где изначально предполагалось отсутствие запасов из-за пониженной точности модели.

Прогнозируемый общий прирост добычи нефти за 5 лет составил 202000 м³. Пробурено четыре дополнительные скважины (1 двухзабойная, 2 горизонтальные и 1 вертикальная нагнетательная).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рапацкая Л.А. Влияние особенностей геологического строения Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения на систему его разработки и эксплуатации // Науки о Земле и недропользование. – 2020. – Т. 43. – № 3 (72). – С. 350–363.
2. Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience / S.A. Zhdanov, A.V. Miyan, L.M. Surguchev, L.M. Castanier, J.E. Hanssen // European Petroleum Congress. – Milan, Italy: Society of Petroleum Engineers, 1996. – P. 377–388.
3. Abernathy B.F. Waterflood prediction methods compared to pilot performance in carbonate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 1964. – V. 16. – Iss. 4. – P. 276–282. DOI: 10.2118/629-PA.

4. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.
5. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June, 2015. – Canada: Society of Petroleum Engineers, 2019. – 26 p. DOI: 10.2118/174402-MS.
6. Ibelegbu Ch. Productivity index in horizontal wells // Journal of Scientific & Industrial Research. – 2004. – № 63. – P. 979–984.
7. Van der Vlis A.C., Duns H., Luque R.F. Increasing well productivity in tight chalk reservoir // X World Petroleum Congress. – Bucharest, Romania, 1979. – P. 71–78.

8. Impact of oil prices on nominal exchange rate: evidence from Ghana / G. Acka, A. Mohammed, J. Ampomah, D. Oppong, O. Sampah // The International Journal of Business & Management. – 2017. – V. 73. – P. 269–281.
9. Bourde D. Well test analysis the use of advanced interpretation models. – Amsterdam, Netherlands: Elsevier science, 2002. – 461 p.
10. Economides M., Daniel H. Petroleum production systems. – Upper Saddle River: Prentice Hall Inc, 1994. – 607 p.
11. Adedapo A., Ayham A. A cohesive approach at estimating water saturation in a low resistivity pay carbonate reservoir and its validation // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – V. 67. – P. 306–320.
12. Effect of quadratic pressure gradient term on a onedimensional moving boundary problem based on modified Dacys law / W. Liu, Y. Liu, J. Yao, Z. Chen // Acta Mechanica Sinica. – 2020. – № 1 (32). – P. 38–53.
13. Cao Y., Yuan G., Xi K. Preliminary discussion of improvement experiments on strong sensitivity low permeability // Xinan Shiyou Daxue Xuebao. – 2012. – № 1. – P. 90–96.
14. Gray D.H., Fatt I., Bergamini G. The effect of stress on permeability of sandstone cores. – California: Society of Petroleum Engineers, 1963. – V. 3. – P. 95–99.
15. Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy // Schlumberger Evaluation & Production Services. – 1993. – V. 12. – P. 489–495.
16. Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach // Oilfield Review. – 1994. – V. 4. – P. 24–35.
17. Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin // SPE Rocky mountain regional: low permeability reservoirs symposium. – Denver, USA, March 12–15, 2000. – 12 p.
18. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing // Journal of Petroleum Technology. – February, 2018. – V. 70. – P. 66–68.
19. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock // 52nd U.S. Rock mechanics/geomechanics symposium. – Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. – 7 p.
20. Pan Y., Medhat M.K., Wayne N. Fieldwide determination of directional permeabilities using transient well testing // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – May 2019. – V. 22. – 11 p.
21. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology // SPE European featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. – London, England, UK, 3–6 June, 2019. – 19 p.

Поступила 09.03.2022 г.

Информация об авторах

Буланов Н.С., магистрант Политехнической школы Тюменского государственного университета.

Зедгенизов А.В., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

UDC 551.735 (470.51/54)

OPTIMIZATION OF DEVELOPMENT OF THE VERKHNECHONSKY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD BY USING WELL FUNCTIONS, INFLUENCE OF HETEROGENEITY PARAMETER ON DEVELOPMENT, APPLICATION OF MODELING IN PETREL AND tNAVIGATOR

Nikita S. Bulanov¹,
nek103@mail.ru

Anton V. Zedgenizov²,
azedgen@gmail.com

¹ Tyumen State University,
2, 8 Marta street, Tyumen, 625043, Russia.

² Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

Relevance. The study is devoted to improving the accuracy of constructing geological and hydrodynamic models. At the moment, three-dimensional modeling plays an important role in designing and assessing the prospects of hydrocarbon deposits, which is why it is necessary to look for new patterns that will reduce the error of calculated parameters and increase the reliability of calculations. It is necessary to find the balance between the complexity of the model and the time period necessary for its calculation, otherwise the calculation will either be performed incorrectly, or there will be no possibility of calculating a large variation of the proposed solutions.

Main aim of the research is to improve the accuracy of the hydrodynamic model by varying the inhomogeneity parameter (P), to build a correlation dependence of P on the number of layers in the model; integrate a new stock of production wells into the existing development system; compare the original and new projected grids.

Objects: reservoirs VCh₁ and VCh₂ of the Verkhnechonsky horizon, separated by a clay bar.

Methods: geological and hydrodynamic modeling of the investigated area using Petrel and tNavigator software; highlighting the area with the greatest optimization potential; selection of the number of model layers for an adequate assessment of mobile residual reserves based on the correlation dependence of the heterogeneity coefficient; calculation of predicted development indicators.

Results. The calculation of geological oil reserves was carried out using a three-dimensional geological model in the Volume calculation module using the net-to-gross (NTG) ratio, porosity coefficient, oil saturation and density parameters and a conversion factor. Four additional wells were drilled in the simulated area. The coverage of the simulated waterflooding system increased. The influence of the heterogeneity parameter on the accuracy of the model construction and on the license area operation strategy is estimated. A new development system is proposed.

Key words:

Verkhnechonsky oil and gas condensate field, modeling, heterogeneity parameter, optimization of the development system, forecasting production profiles.

REFERENCES

- Influence of the peculiarities of the geological structure of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field on the system of its development and operation. Rapatskaya. *Earth Sciences and Subsoil Use*, 2020, vol. 43, no. 3 (72), pp. 350–363. In Rus.
- Zhdanov S.A., Miyan A.V., Surguchev L.M., Castanier L.M., Hanssen J.E. Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience. *European Petroleum Congress*. Milan, Italy, Society of Petroleum Engineers, 1996. pp. 377–388.
- Abernathy B.F. Waterflood prediction methods compared to pilot performance in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1964, vol. 16, Iss. 4, pp. 276–282. DOI: 10.2118/629-PA.
- Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
- Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June, 2015. Canada, Society of Petroleum Engineers, 2019. 26 p. DOI: 10.2118/174402-MS.
- Ibelegbu Ch. Productivity index in horizontal wells. *Journal of Scientific & Industrial Research*, 2004, no. 63, pp. 979–984.
- Van der Vlis A.C., Duns H., Luque R.F. Increasing well productivity in tight chalk reservoir. *X World Petroleum Congress*. Bucharest, Romania, 1979. pp. 71–78.
- Acka G., Mohammed A., Ampomah J., Oppong D., Sampah O. Impact of oil prices on nominal exchange rate: evidence from Ghana. *The International Journal of Business & Management*, 2017, vol. 73, pp. 269–281.
- Bourde D. *Well test analysis the use of advanced interpretation models*. Amsterdam, Netherlands, Elsevier science, 2002. 461 p.
- Economides M., Daniel H. *Petroleum production systems*. Upper Saddle River, Prentice Hall Inc, 1994. 607 p.
- Adedapo A., Ayham A. A cohesive approach at estimating water saturation in a low resistivity pay carbonate reservoir and its validation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, vol. 67, pp. 306–320.
- Liu W., Liu Y., Yao J., Chen Z. Effect of quadratic pressure gradient term on a one-dimensional moving boundary problem based on modified Dacys law. *Acta Mechanica Sinica*, 2020, no. 1 (32), pp. 38–53.
- Cao Y., Yuan G., Xi K. Preliminary discussion of improvement experiments on strong sensitivity low permeability. *Xinan Shiyou Daxue Xuebao*, 2012, no. 1, pp. 90–96.
- Gray D.H., Fatt I., Bergamini G. *The effect of stress on permeability of sandstone cores*. California, Society of Petroleum Engineers, 1963. Vol. 3, pp. 95–99.
- Wannell M.J., Colley N.M., Halford F.R. The use of a new technique to determine permeability anisotropy. *Schlumberger Evaluation & Production Services*, 1993, vol. 12, pp. 489–495.
- Cosan A. Measuring permeability anisotropy: the latest approach. *Oilfield Review*, 1994, vol. 4, pp. 24–35.
- Al-Hadrami H.K., Teufel L.W. Influence of permeability anisotropy and reservoir heterogeneity on optimization of infill drilling in naturally fractured tight-gas Mesaverde sandstone reservoirs, San Juan Basin. *SPE Rocky mountain regional: low permeability reservoirs symposium*. Denver, USA, March 12–15, 2000. 12 p.

18. Carpenter C. Better permeability estimation from wireline formation testing. *Journal of Petroleum Technology*, February, 2018, vol. 70, pp. 66–68.
19. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock. 52nd U.S. *Rock mechanics/geomechanics symposium*. Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. 7 p.
20. Pan Y., Medhat M.K., Wayne N. Fieldwide determination of directional permeabilities using transient well testing. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, May 2019. Vol. 22, 11 p.
21. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology. *SPE European featured at 81st EAGE Conference and Exhibition*. London, England, UK, 3–6 June, 2019. 19 p.

Received: 9 March 2022.

Information about the authors

Nikita S. Bulanov, graduate, Tyumen State University.

Anton V. Zedgenizov, Cand Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

УДК 622.276

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ильясов Ильнур Рустамович^{1,2},
ilnur_ilyasov@mail.ru

¹ Акционерное общество «Мессояханефтегаз»,
Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Холодильная, 77.

² Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность. Полимерное заводнение является технологией, позволяющей повысить эффективность разработки действующих месторождений нефти и газа. При этом реализация проекта полимерного заводнения требует дополнительных инвестиций. Для обоснования дополнительных инвестиций и оценки экономической эффективности всего проекта необходима методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения, охватывающая все элементы сложной системы.

Цель: исследование основных составляющих элементов проекта полимерного заводнения; разработка методики оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения на примере Восточно-Мессояхского месторождения.

Объекты: эксплуатационные слабokonсолидированные коллектора вязкой нефти, а также традиционные коллектора.

Методы: критический анализ, контент-анализ, анализ, обобщение и систематизация имеющегося опыта пилотных проектов полимерного заводнения, системный подход.

Результаты. Разработана методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения, включающая детальную оценку доходной части с применением аналитических и численных инструментов, оценку затратной части и оценку экономической эффективности всего проекта. Особое внимание уделено оценке дополнительной добычи нефти с применением существующих методов на различных этапах проекта. Также показано влияние полимера на операционные затраты. Концептуально исследованы и описаны основные статьи затрат при реализации полимерного заводнения. Методика является универсальной и применима на различных этапах реализации полимерного заводнения от этапа планирования пилотного проекта до этапа тиражирования, и позволяет системно и комплексно оценивать эффективность проектов полимерного заводнения.

Ключевые слова:

Полимерное заводнение, вязкость, экономическая эффективность, разработка месторождений, эффективность.

Полимерное заводнение является технологией, позволяющей повысить эффективность разработки действующих месторождений нефти и газа. Суть технологии заключается в закачке полимерного раствора повышенной вязкости, благодаря чему повышается коэффициент охвата и КИН. При этом изменяется темп разработки месторождения, а также профили добычи жидкости и закачки по сравнению с традиционным заводнением [1–6].

Реализация проекта полимерного заводнения требует дополнительных инвестиций. Существует стандартный подход для оценки проектов в нефтегазовой отрасли, который заключается в расчете профиля дополнительной добычи нефти, соответствующей выучке и оценке капитальных и операционных затрат, с последующей оценкой экономической эффективности проекта с учетом принятых в компании макропараметров и внутренней нормы рентабельности.

Однако реализация проекта полимерного заводнения имеет дополнительные эффекты, которые оказывают влияние на экономическую эффективность проекта и должны быть учтены при принятии решения о инициации/остановке реализации полимерного заводнения. К таким эффектам относятся: ускорение добычи нефти, снижение объемов добываемой жидкости, снижение объемов закачиваемой жидкости, сокращение выбросов CO₂. Также опыт реализации пилотных

проектов полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском месторождении [7, 8] показал, что оценка дополнительной добычи нефти от полимерного заводнения является сложным процессом с большим количеством неопределённостей и необходим алгоритм оценки дополнительной добычи с применением различных инструментов. Аналогичная ситуация и с определением дополнительных затрат, где необходим комплексный учет всех капитальных и операционных затрат.

Таким образом, для обоснования дополнительных инвестиций и оценки экономической эффективности всего проекта полимерного заводнения необходима методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения, охватывающая все эффекты от реализации полимерного заводнения и все элементы затратной части проекта с учетом его рентабельной продолжительности. Разработке такой методики посвящена данная работа.

Основным эффектом от реализации полимерного заводнения является получение дополнительной добычи нефти. При этом способ оценки эффекта принципиально отличается от целей использования полимерного заводнения в качестве:

- третичного метода увеличения нефтеотдачи (МУН);
- вторичного метода разработки (сразу после истощения).

На этапе планирования пилотного проекта аналитические методики не применимы, т. к. нет фактической информации о отклике резервуара на воздействие раствора активной примеси с полимером. Для применения численного моделирования также необходимы исторические данные для адаптации моделей. Без этих данных модели не могут предсказать эффект от полимерного заводнения ввиду сложного физического процесса, о чем указано во многих работах с описанием пилотных проектов, например в [9].

Единственным способом, позволяющим предположить эффект от полимерного заводнения, является опыт на месторождениях-аналогах. На этом этапе задача упрощается и может быть решена путем анализа мирового опыта и проведения бенчмаркинга по величине удельной дополнительной добычи нефти на 1 т закаченного полимера. Этот показатель относительный и, как правильно, не является коммерческой тайной, и позволяет проводить оценку технологической эффективности полимерного заводнения.

Следующий этап наступает после проведения пилотного проекта при анализе полученных результатов.

При использовании полимерного заводнения в качестве третичного МУН полученная дополнительная добыча нефти считается по сравнению с добычей нефти при заводнении. При этом, как правило, обводненность на таких месторождениях стабильно высокая – на уровне более 90–95 %, есть продолжительная история добычи и закачки в течение нескольких лет и, соответственно, уверенный базовый профиль при закачке воды, тренд которого можно спрогнозировать с применением деклайн-анализа. При реализации полимерного заводнения наблюдается прохождение «химического вала», что сопровождается уменьшением обводненности при постоянных объемах добычи и закачки. Соответственно, дополнительная добыча считается как разница фактического профиля добычи при полимерном заводнении и базового профиля добычи при закачке воды.

Примером реализации такого проекта может быть пилотный проект на Западно-Салымском месторождении (рис. 1) [10].

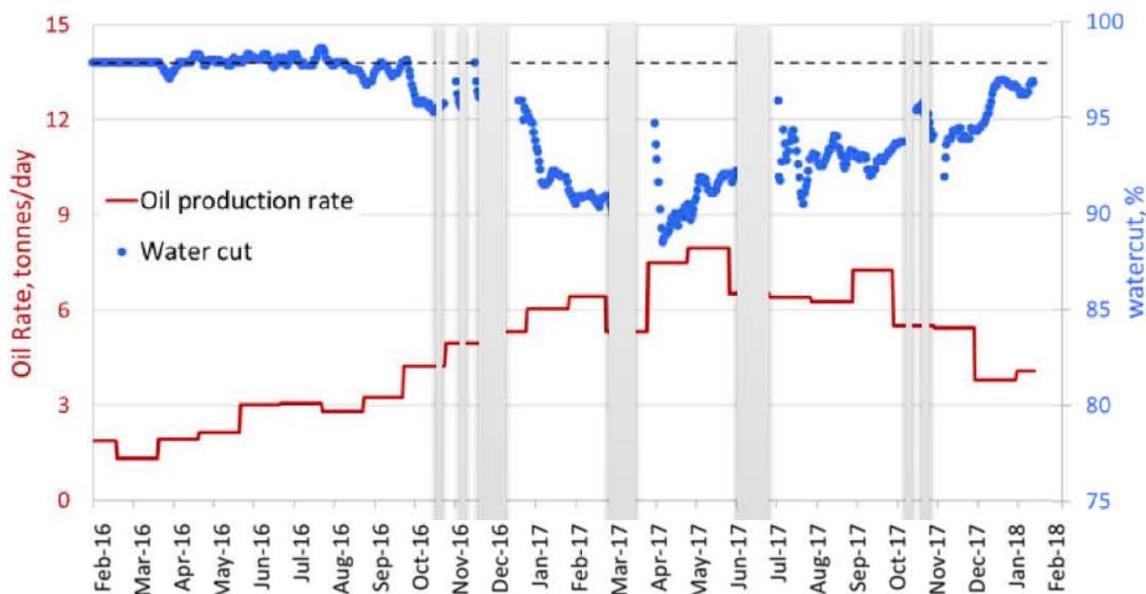


Рис. 1. Пример снижения обводненности и оценки дополнительной добычи нефти при применении химического заводнения в качестве третичного МУН

Fig. 1. Example of watercut decrease and incremental oil production evaluation during chemical flooding as tertiary enhanced oil recovery (EOR)

Разработка слабоконсолидированных коллекторов вязкой нефти с применением заводнения характеризуется невысокой эффективностью, пониженным коэффициентом охвата пласта и высокими рисками прорыва воды ввиду геолого-физических особенностей разработки таких коллекторов [11, 12].

При этом опыт реализации полимерного заводнения показывает, что его применение в качестве вторичного метода разработки позволяет сразу формировать равномерный фронт вытеснения, минимизировать прорывы воды и как следствие увеличить КИН на 7–10 % [13].

Однако при реализации пилотного проекта полимерного заводнения в качестве вторичного метода разработки сложнее оценить дополнительную добычу ввиду отсутствия продолжительной истории со стабильно высокой обводненностью и уверенным базовым трендом при закачке воды. Методики оценки дополнительной добычи нет, стандартные аналитические подходы не применимы.

В ходе реализации первого пилотного проекта на Восточно-Мессояхском месторождении был разработан и апробирован алгоритм определения базового профиля добычи нефти при закачке воды, на который затем накладывался фактический профиль добычи

нефти с полимерным заводнением. Алгоритм состоит из следующих шагов:

1. При наличии истории закачки на других участках месторождения разбивка реагирующих добывающих скважин на группы со схожим типом реакции на заводнение водой с приведением к единой дате и продолжительности. Выбор подходящих скважин и ячеек заводнения осуществляется по следующим критериям:

- схожие горно-геологические условия;
 - одинаковая история закачки;
 - отсутствие влияния других режимов разработки (газовая шапка, аквифер);
2. Для каждой группы скважин вычисление типового профиля добычи нефти. Пример разбивки скважин на группы и вычисление типового профиля добычи нефти на Восточно-Мессояхском месторождении показан на рис. 2 [14].

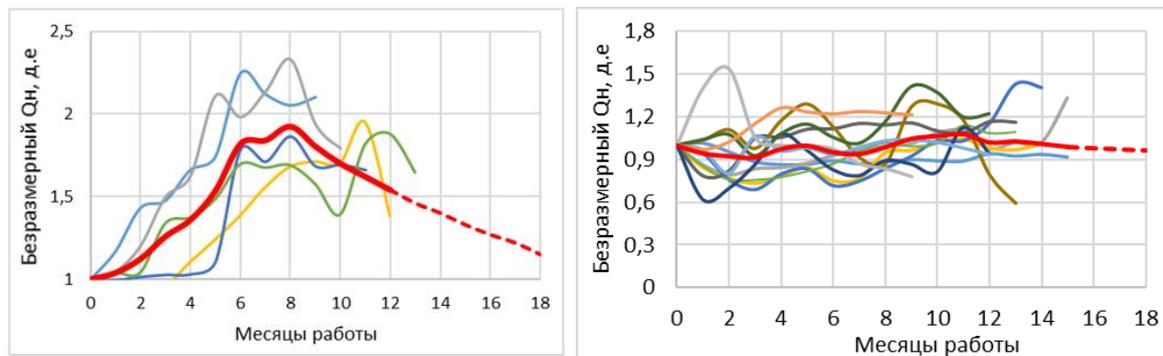


Рис. 2. Пример разбивки реагирующих скважин на группы и выделение типового профиля добычи

Fig. 2. Example of producer division into groups and determination of typical oil production profile

3. При отсутствии истории закачки воды на выбранном месторождении типовые профили добычи при заводнении определяются по месторождениям-аналогам [15].

Второй пилотный проект на Восточно-Мессояхском месторождении был проведен с учетом опыта реализации первого пилотного проекта. Был выбран участок с максимально продолжительной историей закачки воды, что позволило увеличить продолжительность профиля добычи при заводнении с 3 до 12 месяцев и получить уверенную оценку базового профиля добычи нефти при заводнении водой. При этом для получения максимально уверенной оценки дополнительной добычи нефти при полимерном заводнении разработан комплексный подход для оценки дополнительной добычи с применением доступных инструментов.

Алгоритм оценки дополнительной добычи нефти пилотного проекта полимерного заводнения состоит из следующих элементов:

1) Деклайн анализ

Задача сводится к определению базового профиля добычи нефти при закачке воды, т. е. какая была бы добыча нефти на текущий момент, если бы продолжали закачку воды. Затем полученный базовый профиль при закачке воды сравнивается с фактическим профилем добычи нефти с полимерным заводнением.

Экспоненциальный деклайн анализ старейший и наиболее часто применяемый инженерный метод до сих пор. Метод позволяет понять динамику резервуара во времени и описать ожидаемое поведение дебитов во времени с учетом фактических данных по добыче [16].

Основы деклайн анализа были сформулированы Дж.Дж. Арпсом [17]. Данный метод был взят за основу, адаптирован, и разработан алгоритм применения

деклайн анализа для оценки дополнительной добычи от полимерного заводнения. Разработанный алгоритм состоит из следующих шагов:

- обеспечить базовый период с закачкой воды не менее 12 месяцев для получения достоверной истории и уверенного базового тренда;
- построить базовый профиль добычи нефти при закачке воды. Для этого необходимо применить гармоническое уравнение Арпса, путем перебора подобрать необходимые коэффициенты;
- сделать прогноз до окончания пилотного проекта;
- наложить полученный базовый профиль добычи нефти на воде на фактический профиль добычи нефти на полимере;
- рассчитать на каждую дату дополнительную добычу нефти, просуммировать для получения абсолютной дополнительной добычи за период пилотного проекта.

2) Сравнительный анализ с аналогичными ячейками заводнения на месторождении

Этот метод применим, если на этом же объекте разработки ведется закачка воды в схожих горно-геологических условиях.

Алгоритм применения сводится к следующим этапам:

- определение базового профиля добычи нефти с применением описанного выше алгоритма определения базового профиля добычи нефти при закачке воды;
- получение фактического профиля добычи на период проведения полимерного заводнения с соблюдением «режима тишины» и обеспечением постоянного режима добычи/закачки и отсутствием проведения на реагирующих скважинах геолого-технических мероприятий;

- определение дополнительной добычи от полимерного заводнения путем сопоставления фактического профиля добычи с полимерным заводнением с типовым профилем добычи при закачке воды на участках с лучших реакций. Выбор лучших скважин позволяет получить максимально высокий базовый профиль на воде с максимальной добычей. Сопоставление со скважинами с лучшей реакцией на закачку воды позволит оценить «пессимистичную» дополнительную добычу от полимерного заводнения и минимальную, но наиболее

- уверенную дополнительную добычу. Возможно сравнение с типовым профилем при закачке воды на участках со средней и худшей реакцией на закачку воды для оценки вариативности дополнительной добычи;
 - рассчитать на каждую дату дополнительную добычу нефти, просуммировать для получения абсолютной дополнительной добычи за период пилотного проекта.
- Апробация данного подхода на Восточно-Мессояхском месторождении показана на рис. 3 [7].

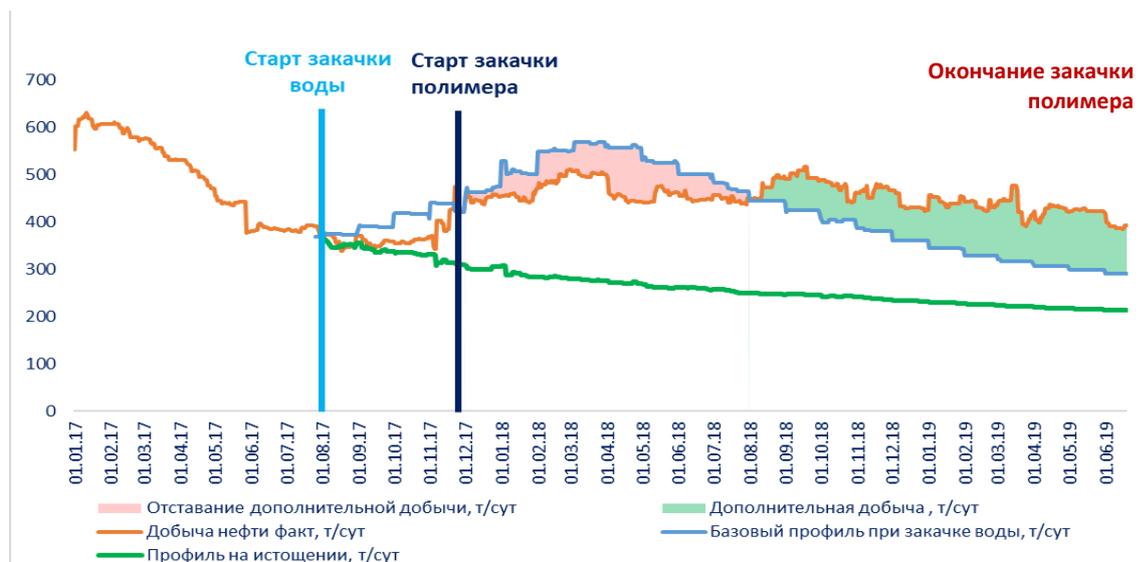


Рис. 3. Оценка дополнительной добычи нефти при реализации пилотного проекта полимерного заводнения

Fig. 3. Determination of incremental oil during polymer flooding pilot

3) Характеристики вытеснения

При более продолжительной истории с закачкой воды и самого пилотного проекта возможно применение характеристик вытеснения, под которыми здесь понимается график обводненности от накопленной добычи нефти.

Алгоритм применения сводится к следующим этапам:

- Выбор подходящих скважин и ячеек заводнения по следующим критериям:
 - схожие горно-геологические условия;
 - одинаковая история закачки;
 - отсутствие влияния других режимов разработки (газовая шапка, аквифер);
- Построение графика характеристик вытеснения по каждой скважине пилотного участка при закачке воды и полимерного раствора.
- Прогноз обводненности с учетом сложившегося тренда.
- Добавление на ось обводненности фактической обводненности на конец пилотного проекта.
- Добавление на ось обводненности прогнозной обводненности при закачке воды на конец пилотного проекта.
- Графическое определение величины дополнительной добычи нефти.

Описанные выше методики и алгоритмы их реализации для пилотных проектов по полимерному заводнению позволяют определить различными способами величину дополнительной добычи нефти. У каждого метода есть преимущества и ограничения. Рекомендуется проводить оценку всеми доступными методами и получать диапазон величины дополнительной добычи нефти, что позволяет снизить величину неопределенностей и получить более полную картину.

4) Применение гидродинамической модели, адаптированной на результаты пилотного проекта

Реализация пилотного проекта позволяет получить ценную информацию о отклике пласта на воздействие раствором активной примеси с полимером, проверить корректность выбранных целевых параметров, при необходимости внести корректировки и таким образом минимизировать риски и возможные ошибки.

Полученная промысловая информация может быть использована для адаптации цифровых динамических численных моделей – гидродинамических моделей (ГДМ).

Алгоритм оценки полимерного заводнения с применением динамических численных моделей сводится к следующим этапам:

- качественная адаптация ГДМ на фактические данные;

- сокращение диапазона неопределенностей входных данных, корректировка при необходимости;
- расчет базового профиля при закачке воды, сравнение с историческим профилем при полимерном заводнении, оценка дополнительной добычи.

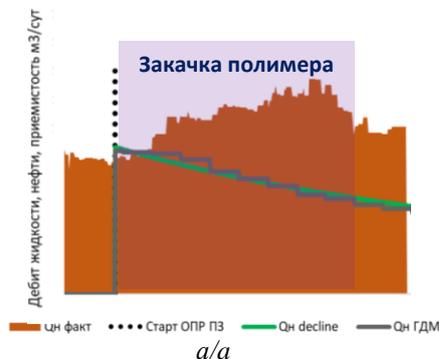


Рис. 4. Пример комплексной оценки дополнительной добычи нефти на пилотном проекте полимерного заводнения: а) деклайн анализ и ГДМ; б) характеристика вытеснения

Разработанный комплексный алгоритм определения дополнительной добычи был апробирован на втором пилотном проекте полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском месторождении и позволил получить уверенную оценку дополнительной добычи, пример показан на рис. 4.

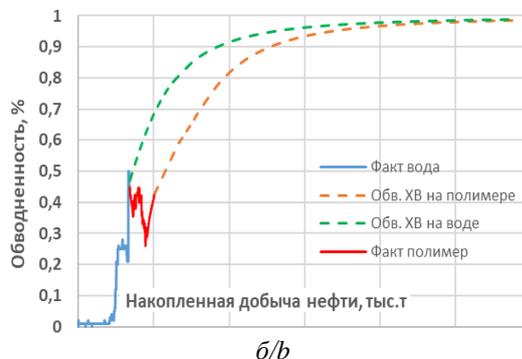


Fig. 4. Example of complex incremental oil calculation on polymer flooding pilot: a) decline analysis and dynamic model; b) sweep efficiency characteristic

Следующий этап после успешного пилотного проекта – тиражирование. На данном этапе уже имеется адаптированная на результаты пилотного проекта ГДМ, которая применяется для выполнения прогнозных расчетов при тиражировании. Для этого необходимо пройти следующие этапы:

1. Выбор сценарных вариантов.
2. Возможные комбинации – различные вязкости, диапазон прироста коэффициента охвата (минимальный, средний, максимальный), диапазон удерживания (адсорбции полимера) и др.
3. Выполнение многовариантных прогнозных расчетов до года экономического предела.
4. Составление матрицы с результатами.
5. Выбор минимального, среднего и максимального профиля дополнительной добычи.

Предложенный алгоритм позволяет сделать вариативную оценку дополнительной добычи нефти при тиражировании полимерного заводнения. Существует множество гидродинамических симуляторов, рекомендуется выбирать специализированные симуляторы для моделирования химических МУН, позволяющие корректно описать сложные и многогранные физические процессы. Детальное рассмотрение симуляторов выходит за рамки данной работы. Также многое зависит от компетенции исполнителя и его опыта выполнения аналогичных проектов.

Алгоритм был успешно апробирован на Восточно-Мессояхском месторождении, пример реализации данного алгоритма приведен на рис. 5 [18].

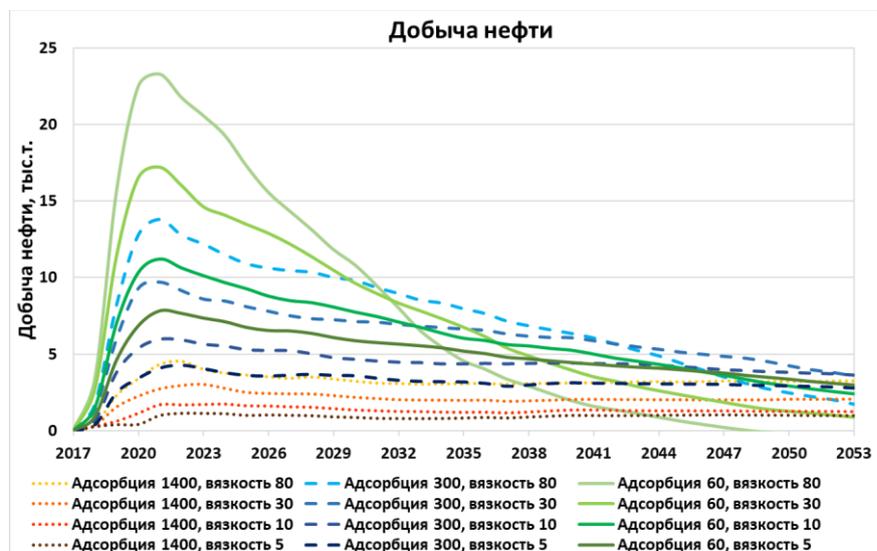


Рис. 5. Пример многовариантной оценки дополнительной добычи нефти на пилотном проекте с применением ГДМ.
Fig. 5. Example of multivariable incremental oil calculation on polymer flooding pilot with dynamic model

Помимо дополнительной добычи при полимерном заводнении другим важным фактором является ускорение добычи нефти, которое достигается за счет улучшения эффективности вытеснения запасов и более ранней добычей того же объема нефти по сравнению с заводнением. Так, при реализации пилотного проекта [19] ускорение добычи при полимерном заводнении составило 6 лет, что положительно повлияло на экономическую эффективность.

Полимерное заводнение направлено на увеличение охвата пласта заводнением, формирование равномерного фронта вытеснения и минимизацию прорывов воды. Это выражается в большей накопленной добыче нефти, меньшей обводненности добываемой продукции, соответственно, меньших объемах добычи жидкости и меньших объемах закачки для компенсации меньших отборов. Все это ведет к сокращению операционных затрат, что является дополнительным источником получения денежного потока при реализации полимерного заводнения. Это подтверждается мировым опытом. Так, с момента тиражирования полимерного заводнения на месторождении Дацин в Китае в 1990 г. [20] полимерное заводнение было внедрено на около 500 проектах по всему миру и показало надежность и эффективность в качестве МУН [21, 22]. Компании-операторы сообщают о значительном снижении обводненности и водонефтяного фактора до 6, в первую очередь, за счет снижения отношения подвижностей и увеличения охвата пласта заводнением.

При тиражировании полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском месторождении сокращение объема добываемой воды может составить до 12–15 % в год. Соответственно, необходимо подготовить на 12–15 % меньше жидкости и для обеспечения целевой компенсации необходимо закачать на 12–15 % меньше воды. Все это также относится к эффектам полимерного заводнения, которые необходимо учитывать в оценке экономической эффективности.

Помимо этого, углеродный след при заводнении водой напрямую зависит от количества воды, циркулируемой через пласт для обеспечения компенсации отборов [23]. Соответственно, если добыча воды может быть снижена при полимерном заводнении, это приведет не только к сокращению операционных затрат на подготовку и закачку воды, но и к сокращению выбросов CO₂ и снижению углеродного следа. В работе [24] описаны два метода расчета сокращения выбросов CO₂ при полимерном заводнении. Методы были апробированы на примере двух мировых проектов по полимерному заводнению. Так, на месторождении Дацин при полимерном заводнении для добычи 1 барреля нефти на 88 % снижена подготовка добываемой воды и выбросы CO₂ сокращены на 83 %.

В результате проведенных расчетов было установлено, что полимерное заводнение позволяет на 80 % сократить циркуляцию воды, снизить углеродный след от 2 до 6 раз по сравнению с традиционным заводнением. На Восточно-Мессояхском месторождении основное потребление электроэнергии, вырабатываемой из попутно добываемого газа, осуществля-

ется при подъеме жидкости с применением ЭЦН и закачки воды в систему ППД. При этом реализация полимерного заводнения, по предварительной оценке, позволит сократить на 20–25 % выработку электроэнергии и соответствующие выбросы CO₂. Помимо этого, при введении квот и штрафов за выбросы CO₂ будут сокращены соответствующие штрафы, что также окажет положительный эффект на экономическую эффективность проекта полимерного заводнения и позволит существенно снизить выбросы CO₂ и общий углеродный след.

После оценки дополнительной добычи нефти для проведения итоговой оценки применения полимерного заводнения необходимо рассчитать дополнительные затраты на реализацию проекта и экономическую эффективность. С учетом опыта реализации пилотных проектов исследованы и систематизированы, и концептуально описаны основные статьи затрат при реализации полимерного заводнения, которые должны быть учтены для комплексного описания затратной части проекта.

К капитальным затратам относятся:

- 1) приобретение оборудования для приготовления полимерного раствора из товарной формы и закачки полимерного раствора;
- 2) доставка оборудования до месторождения;
- 3) проектно-изыскательские работы;
- 4) подготовка площадки и основания для оборудования;
- 5) подключение к действующей инфраструктуре, при необходимости строительство отсутствующих элементов (электрообеспечение, подъездные пути, водоводы);
- 6) пуско-наладочные работы;
- 7) работы по подключению оборудования к существующей инфраструктуре, пусконаладочные работы и тестовый запуск.

После начала закачки полимерного раствора возникают операционные расходы, связанные с обеспечением непрерывного процесса приготовления и закачки полимерного раствора во время реализации всего проекта. В расчете операционных затрат необходимо учитывать следующие элементы:

- 1) приобретение полимера в товарной форме у производителя;
- 2) доставка полимера от производителя до месторождения. На стоимость будет влиять расположение завода-изготовителя, удаленность месторождения, его транспортная доступность, наличие круглогодичных дорог, фасовка полимера;
- 3) хранение полимера на месторождении. В большей части проектов используется полимер в порошкообразной форме, при хранении полимера необходимо обеспечить защиту от осадков. Особых требований к температуре хранения нет;
- 4) приготовление и закачка полимерного раствора. Затраты на приготовление и закачку полимерного раствора в непрерывном режиме, включающие рабочий и инженерный персонал;
- 5) техническое обслуживание оборудования;

- 6) программа исследований, в случае необходимости проведения дополнительных исследований, как правило, на этапе пилотного проекта.
- 7) демобилизация оборудования;
- 8) вывоз оборудования с месторождения после завершения проекта. При этом возможен вариант аренды оборудования, что позволит сократить капитальные затраты на старте проекта и повысить гибкость реализации проекта.

Исходя из опыта реализации проектов и мировой практики затраты на полимер составляют основную часть затрат и могут достигать 70 %. Поэтому сокращение операционных затрат, связанных со стоимостью полимера, его доставкой и хранением, а также сокращением потребления через обеспечение сохранности целевой вязкости на всем пути до пласта является ключевым направлением повышения эффективности всего проекта.

После этого составляется дорожная карта реализации проекта, на основе которой строится профиль затрат и необходимых инвестиций. Затем с применением стандартной методики оценки экономической эффективности нефтегазовых проектов и принятой

внутренней нормы рентабельности проводится оценка экономической эффективности реализации проекта полимерного заводнения. При необходимости проводится анализ чувствительности влияния отдельных статей затрат, особенно затрат на полимер, в диапазоне $\pm 20\%$.

Далее строится график индекса доходности по годам и определяется рентабельная продолжительность проекта – дата, после которой закачка становится нерентабельной, т. е. дополнительная добыча перестает компенсировать дополнительные затраты. Этот показатель является индивидуальным для каждого проекта, также существуют пути повышения рентабельной продолжительности проекта и получения большой дополнительной добычи, однако это отдельное направление, выходящее за рамки данной статьи. Также может быть посчитана удельная накопленная дополнительная добыча и произведен сравнительный анализ с мировыми проектами-аналогами.

Таким образом, с учетом описанного выше была разработана методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения. Блок-схема методики представлена на рис. 6.

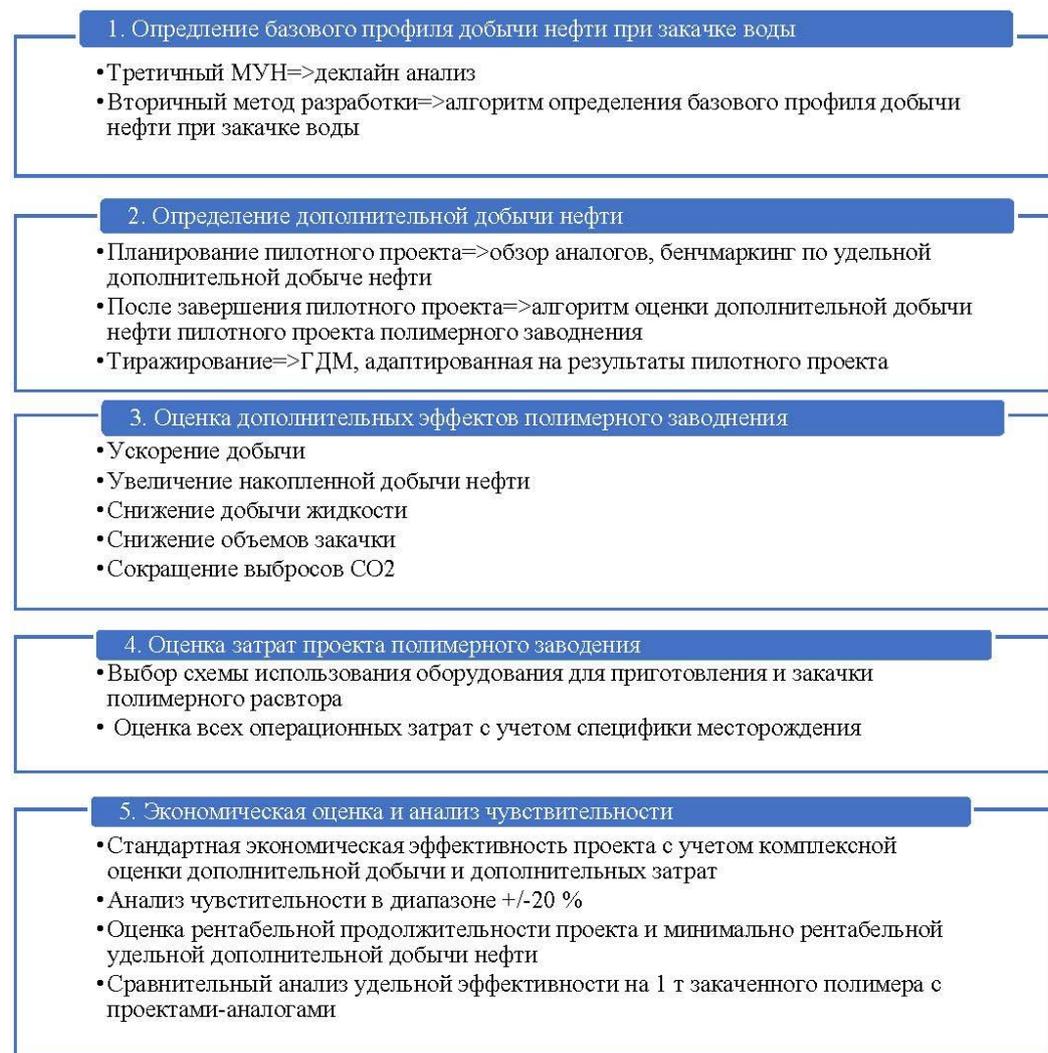


Рис. 6. Блок-схема методики оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения
Fig. 6. Flow chart of methodology for polymer flooding implementation efficiency evaluation

Разработана методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения, включающая комплексную оценку доходной части проекта с применением алгоритма определения базового профиля добычи нефти при закачке воды, алгоритма оценки дополнительной добычи нефти пилотного проекта полимерного заводнения, аналитических инструментов и динамических моделей, а также комплексную оценку затратной части проекта и оценку экономической эффективности всего проекта. Методика успешно апробирована при реализации проектов полимерного заводнения на Восточно-

Мессояхском месторождении, и подтверждено, что при системной оценке результатов применение технологии полимерного заводнения позволяет рентабельно увеличивать КИН до 10 % с нормой доходности выше принятой и при удельной дополнительной добыче выше 40 т нефти на тонну полимера.

Методика является универсальной и применима на различных этапах реализации полимерного заводнения от этапа планирования пилотного проекта до этапа тиражирования, и позволяет системно и комплексно оценивать эффективность применения технологии полимерного заводнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Craig F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. – Texas: SPE Monograph Series SPE: Richardson, 1971. – 144 p.
2. Sorbie K. Polymer-improved oil recovery. – London.: Blackie and Son, 1991. – 359 p.
3. Sweep-improvement options for the daqing oil field / D. Wang, P. Han, Z. Shao, W. Hou, R. Seright // SPE-99441-MS. – 2008. – P. 2–7. URL: <https://doi.org/10.2118/99441-PA> (дата обращения 08.10.2021).
4. First ever polymer flood field pilot to enhance the recovery of heavy oils on Alaska's North slope pushing ahead one year later / A. Dandekar, B. Bai, J. Barnes, D. Cercone, C. Jared, E. Reid, N. Samson, S. Walbert, R. Seright, S. Brent, D. Wang, Y. Zhang // SPE-200814. – 2021. – P. 3–12. URL: <https://doi.org/10.2118/200814-MS> (дата обращения 08.10.2021).
5. Ahmed T. Reservoir engineering handbook third edition. – Burlington: Gulf professional publishing, 2005. – 1377 p.
6. Successful strategy for waterflooding project implementation in an extra heavy oil field / L. Nino, F. Bonilla, L. Gil, W. Hena, J. Reina, E. Jimenez, P. Vivas // SPE-198924-MS. – 2020. – P. 5–9. URL: <https://doi.org/10.2118/198924-MS> (дата обращения 08.10.2021).
7. Результаты первого пилотного проекта по полимерному заводнению на Восточно-Мессояхском месторождении / И.Р. Ильясов, А.А. Гудз, А.А. Подкорытов, В.С. Комаров, Н.А. Глушенко // SPE-201822-RU. – 2020. – С. 1–13. URL: <https://doi.org/10.2118/201822-MS> (дата обращения 08.10.2021).
8. Ilyasov I., Glushchenko N. Results of the second polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe oil field and future plans // Conference Proceedings, IOR 2021. – April 2021. – V. 2021. – P. 1–10. URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133019> (дата обращения 08.10.2021).
9. Grimbeek2: first successful application polymer flooding in multilayer reservoir at YPF. Interpretation of polymer flooding response / J. Juri, A. Ruiz, G. Pederson, P. Pagliero, H. Blanco, H. Eguia, P. Vazquez, C. Bernhardt, F. Schein, G. Villarroel, A. Tosi, V. Serrano // SPE-185487. – 2017. – P. 2–8. URL: <https://doi.org/10.2118/185487-MS> (дата обращения 08.10.2021).
10. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding as West Salym Field / Y. Volokitin, M. Shuster, V. Karpan, I. Koltsov, E. Mikhaylenko, M. Bondar, M. Podberzhny, A. Rakitin, D.W. Batenburg, A.R. Parker, S. Kruijff, J.G. Southwick, J. Reus, E. Pol, F.H. Heyden, L. Boels, D.A. Wever, M. Brewer // SPE-190382-MS. – 2018. – P. 5–10. URL: <https://doi.org/10.2118/190382-MS> (дата обращения 08.10.2021).
11. Ильясов И.Р., Грачев С.И. Геолого-физические особенности разработки слабоконсолидированных коллекторов вязкой нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 153–165.
12. Berg E.A., BJORLYKKE O.P. Heavy oil and relative permeability in laboratory, simulations and production. Is there a link? // SPE-172856-MS. – 2014. – P. 2–4. URL: <https://doi.org/10.2118/172856-MS> (дата обращения 08.10.2021).
13. Delamaide E. Comparison of primary, secondary and tertiary polymer flood in heavy oil – field results // SPE-180852-MS. – 2016. – P. 16–20. URL: <https://doi.org/10.2118/180852-MS> (дата обращения 08.10.2021).
14. Заводнение Восточно-Мессояхского месторождения с высоковязкой нефтью в слабоконсолидированном коллекторе – вызовы и проактивность / И.Р. Ильясов, А.А. Подкорытов, А.А. Гудз, В.С. Комаров, Н.А. Глушенко // SPE-196752-RU. – 2019. – С. 5–10. URL: <https://doi.org/10.2118/196752-MS> (дата обращения 08.10.2021).
15. Thakur G. Waterflood surveillance techniques – a reservoir management approach // Journal of petroleum technology. – 1991. – V. 10. – P. 1180–1188. URL: <https://doi.org/10.2118/23471-PA> (дата обращения 08.10.2021).
16. Purvis D. The practice of decline curve analysis // SPE-179979-MS. – 2016. – P. 1–5. URL: <https://doi.org/10.2118/179979-MS> (дата обращения 08.10.2021).
17. Arps J. Analysis of decline curves // SPE-945228-G. – 1945. – P. 1–7. URL: <https://doi.org/10.2118/945228-G> (дата обращения 08.10.2021).
18. Моделирование полимерного заводнения: вызовы и достигнутые результаты / Д.Г. Сабиров, Р.А. Деменев, К.Д. Исаков, И.Р. Ильясов, А.Г. Орлов, Н.А. Глушенко // SPE-201948-RU. – 2020. – С. 11–13. URL: <https://doi.org/10.2118/201948-MS> (дата обращения 08.10.2021).
19. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot / A. Poulsen, M. Shook, A. Jackson, N. Ruby, K. Charvin, V. Dwarakanath, S. Thach, M. Ellis // SPE-190175. – 2018. – P. 4–7. URL: <https://doi.org/10.2118/190175-MS> (дата обращения 08.10.2021).
20. Review of practical experience and management by polymer flooding at Daqing / H. Dong, S. Fang, D. Wang, J. Wang, Z. Liu, W. Hou // SPE 114342. – 2008. – P. 2–7. URL: <https://doi.org/10.2118/114342-MS> (дата обращения 08.10.2021).
21. Feder J. Interwell EOR pilot proves advantages of polymer flooding // SPE-0619-0081. – 2019. – P. 81–82. URL: <https://doi.org/10.2118/0619-0081-JPT> (дата обращения 08.10.2021).
22. Delamaide E. Is chemical EOR finally coming of age? // SPE-202276-MS. – 2020. – P. 1–5. URL: <https://doi.org/10.2118/202276-MS> (дата обращения 08.10.2021).
23. Life-cycle production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective / R. Farajzadeh, S. Kahrobaei, A. Zwart, D. Boersma // Sustainable Energy Fuels. – 2019. – V. 3. P. 3050–3060. URL: <https://doi.org/10.1039/C9SE00085B> (дата обращения 08.10.2021).
24. Using polymer EOR to reduce carbon intensity while increasing oil recovery / G. Dupuis, P. Al-Khoury, J. Nieuwerf, C. Favero // Conference Proceedings, IOR 2021. – April 2021. – V. 2021. – P. 1–20. URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133048> (дата обращения 08.10.2021).

Поступила: 09.10.2021 г.

Информация об авторах

Ильясов И.Р., кандидат технических наук, руководитель программы Акционерное общество «Мессояханефтегаз»; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276

METHODOLOGY FOR POLYMER FLOODING EFFICIENCY EVALUATION ON EXAMPLE OF EAST-MESSOYAKHSKOE OIL FIELD

Ilnur R. Ilyasov^{1,2},
ilnur_ilyasov@mail.ru

¹ Joint Stock Company «Messoyakhaneftgaz»,
77, Kholodilnaya street, Tyumen, 625026, Russia.

² Tyumen Industrial University,
70, Melnikaite street, Tyumen, 625000, Russia.

The relevance. Polymer flooding is a technology that makes it possible to increase the efficiency of the development of existing oil and gas fields. At the same time, the implementation of the polymer flooding project requires additional investments. To justify additional investments and assess the economic efficiency of the entire project, a comprehensive methodology for evaluating the results of the application of polymer flooding technology, covering all elements of a complex system, is needed.

The main aim of the research is investigation of the main constituent elements of the polymer flooding project; development of methodology for evaluating the efficiency of polymer flooding technology application.

Objects of the research are unconsolidated viscous oil reservoir under development, as well as traditional reservoirs.

Methods: critical analysis, content analysis, analysis, generalization and systematization of the existing experience of polymer flooding pilot projects, systematic approach.

Results. The methodology for evaluating efficiency of polymer flooding technology implementation was developed, including a detailed assessment of the revenue side using analytical and numerical tools, a comprehensive assessment of the cost side and assessment of the economic efficiency of the entire project. Attention is paid to the assessment of incremental oil production using the existing methods at various stages of the project. The impact of polymer on operating costs is also shown. The main cost items in the implementation of polymer flooding were conceptually investigated and described. The technique is applicable at various stages of polymer flooding implementation from the planning stage of the pilot project and evaluation of its results after completion to the full-field implementation stage. The developed methodology makes it possible to systematically and comprehensively evaluate the effectiveness of polymer flooding projects. The technique is universal and equally suitable for both pilot projects and full-field implementation projects.

Key words:

Polymer flooding, viscosity, economic efficiency, reservoir engineering, efficiency.

REFERENCES

- Craig F. *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. Texas, SPE Monograph Series SPE, Richardson, 1971. 144 p.
- Sorbie K. *Polymer-improved oil recovery*. London. Blackie and Son, 1991. 359 p.
- Wang D., Han P., Shao Z., Hou W., Seright R. Sweep-improvement options for the Daqing Oil Field. *SPE-99441-MS*, 2008, pp. 2–7. Available at: <https://doi.org/10.2118/99441-PA> (accessed 8 October 2021).
- Dandekar A., Bai B., Barnes J., Cercone D., Jared C., Reid E., Samson N., Walbert S., Seright R., Brent S., Wang D., Zhang Y. First ever polymer flood field pilot to enhance the recovery of heavy oils on Alaska's north slope pushing ahead one year later. *SPE-200814*, 2021, pp. 3–12. Available at: <https://doi.org/10.2118/200814-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ahmed T. *Reservoir engineering handbook*. 3rd ed. Burlington, Gulf professional publishing, 2005. 1377 p.
- Nino L., Bonilla F., Gil L., Henao W., Reina J., Jimenez E., Vivas P. Successful strategy for waterflooding project implementation in an extra heavy oil field. *SPE-198924-MS*, 2020, pp. 5–9. Available at: <https://doi.org/10.2118/198924-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ilyasov I.R., Gudz A.A., Komarov V.S., Glushchenko N.A. Results of the first polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field. *SPE-201822-MS*, 2020, pp. 1–13. Available at: <https://doi.org/10.2118/201822-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ilyasov I.R., Glushchenko N.A. Results of the second polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and future plans. *Conference Proceedings IOR 2021*, 2021, pp. 1–10. Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133019> (accessed 8 October 2021).
- Juri J., Ruiz A., Pederson G., Pagliero P., Blanco H., Eguia H., Vazquez P., Bernhardt C., Schein F., Villarreal G., Tosi A., Serrano V. Grimbeek2: first successful application polymer flooding in multilayer reservoir at YPF. Interpretation of polymer flooding response. *SPE-185487*, 2017, pp. 2–8. Available at: <https://doi.org/10.2118/185487-MS> (accessed 8 October 2021).
- Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., Mikhaylenko E., Bondar M., Podberezny M., Rakitin A., Batenburg D.W., Parker A.R., Kruijff S., Southwick J.G., Reus J., Pol E., Heyden F.H., Boels L., Wever D.A., Brewer M. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding as West Salym Field. *SPE-190382-MS*, 2018, pp. 5–10. Available at: <https://doi.org/10.2118/190382-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ilyasov I.R., Grachev S.I. Geological and physical characteristics of the field development of unconsolidated viscous oil reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 2. pp. 153–165. In Rus.
- Berg E.A., Bjorlykke O.P., Heavy oil and relative permeability in laboratory, simulations and production. Is there a link? *SPE-172856-MS*, 2014, pp. 2–4. Available at: <https://doi.org/10.2118/172856-MS> (accessed 8 October 2021).
- Delamaide E. Comparison of primary, secondary and tertiary polymer flood in heavy oil – field results. *SPE-180852-MS*, 2016, pp. 16–20. Available at: <https://doi.org/10.2118/180852-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ilyasov I., Podkorytov A., Gudz A., Komarov V., Glushchenko N. Waterflooding East-Messoyakhskoe heavy oil field in unconsolidated reservoir – challenges and proactivity. *SPE-196752-MS*, 2019, pp. 5–10. Available at: <https://doi.org/10.2118/196752-MS> (accessed 8 October 2021).
- Thakur G. Waterflood surveillance techniques - a reservoir management approach. *Journal of petroleum technology*, 1991, vol. 10, pp. 1180–1188. Available at: <https://doi.org/10.2118/23471-PA> (accessed 8 October 2021).
- Purvis D. The practice of decline curve analysis. *SPE-179979-MS*, 2016, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.2118/179979-MS> (accessed 8 October 2021).

17. Arps J.J. Analysis of decline curves. *SPE-945228-G*, 1945, pp. 1–7. Available at: <https://doi.org/10.2118/945228-G> (accessed 8 October 2021).
18. Sabirov D., Demenev R., Isakov K., Ilyasov I., Orlov A., Glushchenko N. Reservoir simulation of polymer flooding: challenges and current results. *SPE-201948-MS*, 2020, pp. 11–13. Available at: <https://doi.org/10.2118/201948-MS> (accessed 8 October 2021).
19. Poulsen A., Shook M., Jackson A., Ruby N., Charvin K., Dwarkanath V., Thach S., Ellis M. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot. *SPE-190175*, 2018, pp. 4–7. Available at: <https://doi.org/10.2118/190175-MS> (accessed 8 October 2021).
20. Dong H., Fang S., Wang D., Wang J., Liu Z., Hou W. Review of practical experience and management by polymer flooding at Daqing. *SPE-114342*, 2008, pp. 2–7. Available at: <https://doi.org/10.2118/114342-MS> (accessed 8 October 2021).
21. Feder J. Interwell EOR pilot proves advantages of polymer flooding. *SPE-0619-0081-JPT*, 2019, pp. 81–82. Available at: <https://doi.org/10.2118/0619-0081-JPT> (accessed 8 October 2021).
22. Delamaide E. Is chemical EOR finally coming of age? *SPE-202276-MS*, 2020, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.2118/202276-MS> (accessed 8 October 2021).
23. Farajzadeh R., Kahrobaei S., Zwart A., Boersma D. Life-cycle production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective. *Sustainable Energy Fuels*, 2019, vol. 3, pp. 3050–3060. Available at: <https://doi.org/10.1039/C9SE00085B> (accessed 8 October 2021).
24. Dupuis G., Al-Khoury P., Nieuwerf J., Favero C. Using polymer EOR to reduce carbon intensity while increasing oil recovery. *Conference Proceedings IOR*, 2021, pp. 1–20. Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133048> (accessed 8 October 2021).

Received: 9 October 2021.

Information about the authors

Ilnur R. Ilyasov, Cand. Sc., head of the program, Joint Stock Company «Messoyakhaneftegaz»; associate professor, Tyumen Industrial University.

Компьютерная верстка *О.Ю. Аршинова*
Корректурa и перевод на английский язык *С.В. Жаркова*
Дизайн обложки *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива
Валерия Касаткина

Руководство для авторов и образец оформления статьи: izvestiya.tpu.ru

Подписано к печати 30.03.2022. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 26,40. Уч.-изд. л. 23,88.
Заказ 57-22. Тираж 500 экз.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ