

**ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 333, № 6, 2022

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)
Чогегуров 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)
Строкова Л.А., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Мазуров А.К., д-р геол.-минерал. наук (Россия)
Боярко Г.Ю., д-р экон. наук, канд. геол.-минерал. наук (Россия)
Стрижак П.А., д-р физ.-мат. 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, № 6, 2022

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)
Belozеров 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)
Ludmila A. Strokova, Dr. Sc. (Russia)
Alexey K. Mazurov, Dr. Sc. (Russia)
Boyarko G.Yu., Dr. Sc., Cand. Sc. (Russia)
Strizhak P.A., 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.

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

- Кластерный анализ структурных примесей азота в алмазах Южной Африки: связь россыпей с коренными источниками**
Малых О.Н., Asriël Vander Westhuizen
- Численный прогноз движения смеси вязкой капельной жидкости с твердыми частицами во входной области эксцентричных кольцевых труб и их очистки от шлама**
Харламов С.Н., Мехран Д.
- Сидерит морских ооидовых железняков Бакчарского месторождения как индикатор специфического литогенеза**
Рудмин М.А., Максимов П.Н., Калинина Н.А., Синкина Е.А., Рубан А.С., Мазуров А.К.
- Топливные ресурсы томской области для альтернативного энергетического использования**
Заворин А.С., Тайлашева Т.С., Буваков К.В., Долгих А.Ю., Воронцова Е.С.
- Изменение гидрогеохимических условий Академического месторождения при эксплуатации (Томская область, г. Томск)**
Кузеванов К.К., Дутова Е.М., Кузеванов К.И.
- Выбор оптимальной конструкции компенсаторов при сооружении прямолинейных участков надземных нефтепроводов**
Чухарева Н.В., Шарф И.В., Снигерев Д.С., Шахметов И.Н.
- Создание трехмерной гидродинамической модели контрольных горизонтов для исследования системы мониторинга герметичности подземного газохранилища**
Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Велиев В.М., Гасумов В.А., Сулейманов Г.С., Ибрагимова С.В.
- Особенности промышленной подготовки природного газа**
Лиинтин И.А., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н.
- Современные способы оценки эффективности разрушения горных пород резанием-скалыванием долотами типа PDC**
Борисов К.И.
- Использование отходов кремниевого производства в качестве добавок, улучшающих технологические показатели тампонажных растворов**
Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Шакирова Э.В., Аверкина Е.В.
- Методика расчета дополнительной накопленной добычи нефти после применения технологии выравнивания профиля приемистости**
Ковальчук Т.Н., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П.
- Гравитационная неустойчивость газожидкостного потока при освоении геотермальных месторождений**
Шулюпин А.Н.
- Оптимизация технологии бурения на сбалансированном давлении с использованием аэрированных буровых растворов для вскрытия газовых коллекторов с низким пластовым давлением**
Шалыпин Д.В., Шалыпина А.Д.
- Исследование реологических свойств нефти в процессе образования органических отложений**
Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В.
- Анализ результатов гидропрослушивания пласта ЮС₂ Вишневого нефтяного месторождения**
Гумерова А.А., Малышев В.Л., Моисеева Е.Ф.
- Technology for processing low-sulfide gold-quartz ore**
Fedotov P.K., Senchenko A.E., Fedotov K.V., Burdonov A.E., Vlasova V.V.
- 7 Cluster analysis of structural nitrogen impurities in southern African diamonds: placer relationship with kimberlite sources**
Malykh O.N., Asriël Vander Westhuizen
- 18 Numerical prediction of flow of viscous drip liquid mixture with solid particles in inlet field of eccentric annular tubes and cleaning them from sludge**
Kharlamov S.N., Mehran J.
- 42 Siderite of marine ooidal ironstones of Bakchar deposit as proxy of specific lithogenesis**
Rudmin M.A., Maximov P.N., Kalinina N.A., Sinkina E.A., Ruban A.S., Mazurov A.K.
- 55 Fuel resources of Tomsk region for alternative energy usage**
Zavorin A.S., Taylasheva T.S., Buvakov K.V., Dolgikh A.Yu., Vorontsova E.S.
- 66 Changes in hydrogeochemical conditions of Academicheskoe underground water field during exploitation (Tomsk region, Tomsk)**
Kuzevanov K.K., Dutova E.M., Kuzevanov K.I.
- 76 Choice of optimal design of expansion joint in construction of aboveground linear section of oil pipeline**
Chukhareva N.V., Sharf I.V., Snigerev D.S., Shakhmetov I.N.
- 86 Creation of a three-dimensional hydrodynamic model of control horizons to study the system for monitoring the tightness of an underground gas storage facility**
Gasumov R.A., Gasumov E.R., Veliev V.M., Gasumov V.A., Suleimanov G.S., Ibrahimova S.V.
- 96 Features of commercial treatment of natural gas**
Liintin I.A., Erofeev V.I., Dzhaililova S.N.
- 103 Modern methods of evaluating the effectiveness of rock destruction by cutting with PDC bits**
Borisov K.I.
- 122 Use of silicon production wastes as additives improving the process properties of the cement slurries**
Buglov N.A., Butakova L.A., Shakirova E.V., Averkina E.V.
- 131 Methodology for calculating the cumulative oil recovery after applying the conformance control technology**
Kovalchuk T.N., Gilmanov A.Y., Shevelev A.P.
- 140 Gravitational instability of gas-liquid flow at development of geothermal fields**
Shulyupin A.N.
- 149 Optimization of Pressurized Mudcap Drilling Technology using aerated drilling fluids for formation exposing in low pressure gas reservoir**
Shalyapin D.V., Shalyapina A.D.
- 160 Investigation of rheological properties of oil during the formation of wax deposits**
Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V.
- 172 Analysis of the results of the YuS₂ formation interference test in the Vishnevskoe oil field**
Gumerova A.A., Malyshev V.L., Moiseeva E.F.
- 185 Технология переработки малосульфидной золото-кварцевой руды**
Федотов П.К., Сенченко А.Е., Федотов К.В., Бурдонов А.Е., Власова В.В.

- | | | |
|---|------------|---|
| Микроэлементы в речных водах горно-лесных бассейнов (юг Дальнего Востока России)
Кожевникова Н.К., Болдескул А.Г., Луценко Т.Н., Шамов В.В., Еловский Е.В., Касуров Д.А. | 200 | Microelements in river water of mountain-forest basins (Southern Russian Far East)
Kozhevnikova N.K., Boldeskul A.G., Lutsenko T.N., Shamov V.V., Elovskiy E.V., Kasurov D.A. |
| Разработка электромагнитного дегидратора для промышленной подготовки нефти
Максудов Д.В., Янгиров И.Ф., Хазиева Р.Т., Хакимьянов М.И. | 219 | Development of electromagnetic dehydrator for field oil treatment
Maksudov D.V., Yangirov I.F., Khazieva R.T., Khakimyanov M.I. |
| Использование системы инфразвукового мониторинга для сопровождения очистного поршня на магистральном газопроводе
Ямкин А.В., Морин И.Ю., Ямкин М.А., Супрунчик В.В., Маслов А.С., Бубенчиков М.А. | 230 | Use of the system of infrasound monitoring for tracking pipeline cleaning gauge on the main gas pipeline
Yamkin A.V., Morin I.Y., Yamkin M.A., Suprunchik V.V., Maslov A.S., Bubenchikov M.A. |
| Геохимические аномалии тяжелых металлов в почвах природных и антропогенных ландшафтов (на примере Красноуральского промузла)
Шабанов М.В., Маричев М.С. | 246 | Geochemical anomalies of heavy metals in the soils of natural and anthropogenic landscapes (on the example of the Krasnouralsky industrial complex)
Shabanov M.V., Marichev M.S. |

УДК 553.81

КЛАСТЕРНЫЙ АНАЛИЗ СТРУКТУРНЫХ ПРИМЕСЕЙ АЗОТА В АЛМАЗАХ ЮЖНОЙ АФРИКИ: СВЯЗЬ РОССЫПЕЙ С КОРЕННЫМИ ИСТОЧНИКАМИ

Малых Олег Николаевич¹,
Oleg_Malykh@vsegei.ru

Asriël Vander Westhuizen²,
assievanderwesthuizen@gmail.com

¹ Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского,
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, Средний пр., 74.

² Trans Hex Operations,
P O Box 333, Alexander Bay 8290, Northern Cape, Republic of South Africa.

Актуальность. Разработана методика определения источников алмазоносных россыпей, которая уточняет историю их развития, направление сноса алмазов и вероятные новые области их накопления. Наряду с палеогеографическими исследованиями территорий данный метод сможет значительно расширить представление о развитии истории алмазоносных районов, в которых находятся как коренные, так и россыпные месторождения, определить перспективные направления их разработки.

Цель: определить вероятные коренные источники промышленных прибрежных морских и континентальных алмазоносных россыпей ЮАР.

Объекты: ряд самых крупных россыпей ЮАР и самые крупные алмазоносные трубки Южной Африки.

Методы. С помощью кластерного анализа исследовалось распределение азота в алмазах россыпей и трубок Южной Африки, выделялись совокупности с максимальным совпадением свойств, которые считались идентичными.

Результаты. Впервые разработана методика сопоставления примесей азота в алмазах россыпей и коренных источников статистическим методом (кластерный анализ). С помощью данной методики определены вероятные источники прибрежных и континентальных россыпей ЮАР. Полученные выводы были проверены с помощью другого метода сопоставления алмазов россыпей и коренных источников, который подтвердил сделанные заключения. Даны рекомендации для дальнейшего усовершенствования метода (использование большего массива данных, использование данных по алмазам других регионов, привлечение данных по другим характеристикам алмазов). Уточнена история эрозии и сноса алмазов из коренных трубок, формирования алмазоносных россыпей в мелу на территории Южной Африки, что открывает перспективы обнаружения крупных морских россыпей в глубоководной части устья р. Олтфантс. В дальнейшем методика может применяться при изучении истории формирования алмазоносных россыпей России и других алмазороссыпных регионов мира, определении перспективных направлений разведки и разработки данных месторождений.

Ключевые слова:

Кластерный анализ, алмазы, россыпи, кимберлитовые трубки, Южная Африка.

Введение

Поиск связи между коренными и россыпными месторождениями алмазов является актуальной задачей, поскольку позволяет установить источники россыпей, уточнить историю их развития, направления и перспективы разработки этих месторождений.

Сейчас признается, что концентрация структурной примеси азота в алмазах из кимберлитовых трубок, полученная при оптическом абсорбционном методе изучения инфракрасного спектра поглощения, является типоморфной [1–5], поэтому данная характеристика может быть использована для решения вопросов генезиса алмазов и установления возможных коренных источников россыпных месторождений. Единственная попытка поиска связи между коренными и россыпными месторождениями алмазов различных регионов мира с помощью статистического анализа была предпринята Г.К. Хачатрян [6]. С помощью построения гистограмм распределения частот она сопоставила основные характеристики оптически активных центров (форм азота и водорода) алмазов из россыпей различных районов мира с соответствующими

характеристиками алмазов из возможных коренных источников.

В настоящей работе для классификации месторождений алмазов по структурной примеси азота был применен кластерный анализ с использованием данных, полученных при изучении месторождений алмазов Южной Африки (ЮА) [7]. Для данного региона накоплен большой объем экспериментальных данных, характеризующих свойства алмазов [8–12], однако при отсутствии статистической обработки их практическая ценность невысока. В настоящее время большая часть прибрежных континентальных россыпей алмазов ЮА уже отработана, и основная добыча россыпных алмазов нацелена на морские россыпи. Изучение свойств алмазов из этих россыпей позволит уточнить историю их формирования и перспективы обнаружения месторождений в акватории Атлантического побережья этой части Африки.

Разработанный метод классификации месторождений алмазов в дальнейшем можно будет применять и для изучения россыпей других регионов, включая месторождения алмазов в России.

Краткий обзор геологии района, истории развития и формирования алмазоносных россыпей ЮА

Африка является ведущим производителем алмазов в мире. В настоящее время около 60 % мировой добычи алмазов происходит на Африканском континенте [13, 14]. Причем две страны, расположенные на юге Африки, занимают одни из первых мест по добыче алмазов в мире (Ботсвана – 2-е; ЮАР – 6-е, по данным на 2020 г.) [15, 16]. Добыча алмазов в этой части Африки ведется уже более 150 лет. Первая промышленная разработка россыпных алмазов началась в ЮАР в 1867 г., а коренных алмазоносных кимберлитов – в 1870 г. [13].

В геоморфологическом плане эту часть континента можно разделить на внутреннее плато и прибрежную область. Внутреннее плато представляет собой высокое плоскогорье с абсолютными высотами 900–950 м. Оно отделено от прибрежной области обрывом (Великим Уступом).

Геологическое строение Южной Африки довольно сложно. Нижнюю часть геологического разреза территории образует древний фундамент, верхнюю – мощный чехол, сложенный осадками бассейнов как древнего, так и молодого возраста [17].

Древний фундамент состоит из кратона и обрамляющих его мобильных поясов. Кратон Калахари (область, развитие которой стабилизировалось в архее – раннем протерозое) сложен гнейсами, гранулитами, зеленокаменными поясами, прорванными батолитами гранитоидов. Со всех сторон кратон окружают мезо-инеопротерозойские мобильные пояса.

Южная часть кратона перекрыта осадками древних бассейнов, сформировавшимися в архее – раннем протерозое (суммарной мощностью до 12 км), представленными метаморфизованными осадками (кварциты, сланцы) в древних толщах и доломитами, известняками, лавами базальт-андезитового состава (в верхней части) в протерозойской части разреза.

Две трети территории ЮА фрагментарно покрыты осадочными отложениями супергруппы Карру карбон-юрского возраста в виде крупных впадин, мощность осадков в которых достигает 1,2 км. Основание разреза этих отложений сложено ледниковыми отложениями, а верхняя часть – лавами андезит-базальтового состава.

Северо-западную часть ЮА перекрывает самый молодой обширный бассейн Калахари позднемеллоценового возраста, выполненный терригенными отложениями мощностью около 100 м (до 300 м).

Источники алмазов

Все крупные промышленные алмазоносные трубки ЮА локализованы в пределах древнего кратона Калахари, который сформировался в архее – нижнем протерозое. Промышленные трубки внедрялись на поверхность в пять этапов: средний протерозой, кембрий, триас, верхний и нижний мел (рис. 1).

Неоднократно данные трубки подвергались эрозии с выносом алмазов, в результате чего на территории ЮА сформировались промышленные алмазоносные россыпные районы и поля (рис. 1, а).

Основные этапы эрозии алмазоносных трубок ЮА:

- на рубеже карбона–перми (C_2-P_1), когда территорию ЮА покрывало оледенение Двайка, ледники которого, вероятно, могли транспортировать алмазы на южную окраину континента и к Атлантическому океану [7, 18, 19] (рис. 1, а);
- в позднем мелу на этой части континента рядом исследователей [7, 20] предполагается существование палеореки Кару, которая выносила алмазы из трубок в устье современной р. Олифантс на побережье Атлантического океана (рис. 1, а);
- начиная со среднего миоцена и по настоящее время гидросеть территории уже имеет современный вид [20]. Вынос алмазов из коренных трубок осуществлялся р. Оранжевой и ее притоками (рис. 1, а).

Методы

Концентрация азота (изоморфная примесь) в алмазах зависит от условий образования и является его типоморфной характеристикой. Общее содержание связанного азота в кристаллах (N_{tot}) отражает тип глубинного источника и особенности химизма среды кристаллизации алмаза.

Азотные В-центры представляют собой характерную комбинацию в решетке алмаза, где четыре атома азота тетраэдрически группируются вокруг вакансии углерода. Соотношение общего содержания азота в кристалле (N_{tot}) и относительного содержания азота в В-форме (% NB) служит индикатором температурного режима его формирования [5, 6]. Все данные в работе исследовались на этом типе диаграммы распределения азота в алмазах.

После размещения на диаграмме N_{tot}/NB исходных материалов по азотным примесям в алмазах россыпей и коренных трубок ЮА получилась довольно хаотичная картина (рис. 2). Сопоставить параметры россыпей и трубок в таком виде было невозможно.

Решено было применить кластерный анализ. Сделать *предварительную оценку* – разделить на кластеры каждый объект и рассчитать в каждом кластере центр. При близком расположении центров кластеров россыпи и трубки уже проводилась *качественная оценка* (площади взаимного пересечения данных кластеров). При значительной площади пересечения кластеров трубки и россыпи делался вывод о том, что данная трубка является вероятным источником данной россыпи.

Основное назначение *кластерного анализа* – разбиение множества исследуемых объектов и признаков на однородные группы (кластеры) так, чтобы каждый объект принадлежал только одной группе (кластеру). При этом объекты, принадлежащие одному кластеру, должны быть однородными, а объекты, принадлежащие разным кластерам, – разнородными.

Для выполнения задачи данного исследования был взят метод к-средних, т.к. его результатом является вычисление *центров кластеров* свойств объектов (что решало предварительную задачу работы).

Были использованы данные инфракрасной спектроскопии алмазов из самых крупных промышленных коренных трубок ($n=10$) и россыпей ($n=18$) Южной Африки [7] (рис. 1, б). Количество проб в выборках из трубок варьировалось в интервале 45–249 штук, из россыпей – 17–133.

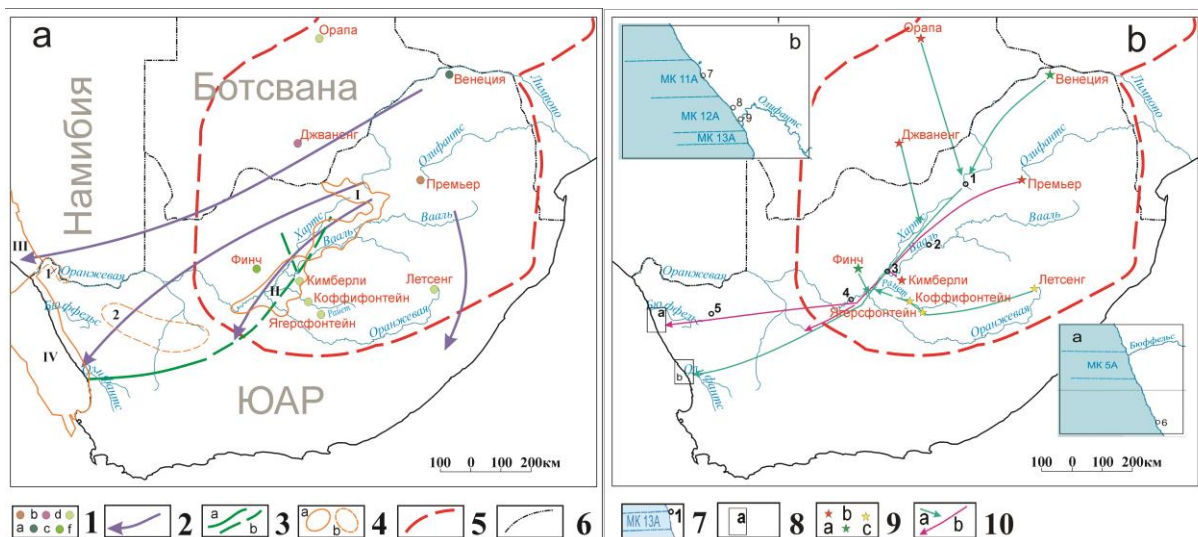


Рис. 1. Схема расположения главных промышленных алмазоносных трубок, россыпных районов, полей Южной Африки, основных направлений сноса алмазов в карбоне-кайнозойе (а) и обзорная карта опробованных промышленных алмазоносных кимберлитовых трубок и россыпей Южной Африки с данными по структурным примесям N в алмазах с направлениями рассеивания алмазов от основных коренных источников Южной Африки в мелу (постмеловое время) (b): 1 – возраст самых крупных промышленных алмазоносных кимберлитовых трубок: а) мезопротерозойский; б) кембрийский; с) триасовый; д) нижнемеловой; е) верхнемеловой; 2 – основные направления движения ледников оледенения Двайка (C_2-P_1) [7, 18, 19]; 3 – русло позднемеловой р. Кару: а) достоверное; б) предполагаемое [20]; 4 – алмазоносные россыпные: а) районы (I – Юго-Западный Трансвааль; II – Баркли Вест-Дуглас-Приска; III – Намаквалэнд; IV – Сперрребит); б) поля (1 – низовья р. Оранжевой; 2 – Бушменлэнд); 5 – граница кратона Калахари; 6 – государственные границы; 7 – россыпи: 1 – Ноитгедахт; 2 – Христиания; 3 – Сидней-на-Ваале; 4 – ср. течение р. Оранжевой; 5 – Бослуиспан; 6 – Хондеклип; 7 – Граув Дюнен; 8 – Гелвал Карру; 9 – Де Пюнт; МК 5А – морские концессии по добыче алмазов, их названия и границы; 8 – площади прибрежных россыпей: а) устье р. Бюффельс; б) устье р. Олифантс; 9 – самые крупные алмазоносные трубки Южной Африки (и их названия) с суммарными запасами (млн кар): а) более 300; б) 100–300; с) менее 100; 10 – палеонаправления сноса алмазов: а) предположительно меловые; б) постмеловые

Fig. 1. Layout of the main commercial diamondiferous pipes, placer areas, fields of the southern Africa, the main directions of diamond demotion in the Carboniferous–Cenozoic (a), overview map of the tested diamondiferous kimberlite pipes and placers in South Africa with data on the nitrogen impurity centers in diamonds with the directions of diamond dispersion from the main kimberlite sources of the southern Africa in the Cretaceous time (Post-Cretaceous) (b): 1 – age of the largest industrial diamondiferous kimberlite pipes: a) Mesoproterozoic; b) Cambrian; c) Triassic; d) Lower Cretaceous; e) Upper Cretaceous; 2 – main directions of movement of glaciers of the Dwyka glaciation (C_2-P_1) [7, 18, 19]; 3 – channel of the Late Cretaceous Karoo River: a) reliable; b) assumed [20]; 4 – diamondiferous placer: a) areas (I – South-Western Transvaal; II – Barkly West-Douglas-Priesca; III – Namaqualand; IV – Sperrgebiet); b) fields (1 – Lower Orange river; 2 – Bushmenland); 5 – boundary of the Kalahari craton; 6 – state borders; 7 – placer: 1 – Nooitgedacht; 2 – Christiania; 3 – Sydney-on-Vaal; 4 – Middle Orange river; 5 – Bosluispan; 6 – Hondeclip; 7 – Grauw Duinen; 8 – Gelwal; 9 – De Punt; MC 5A – marine diamond mining concessions, their names and borders; 8 – area of the coastal placers: a) mouth of the Buffels river; b) Olifants estuary; 9 – the largest diamondiferous pipes of southern Africa (and their names) with total reserves (million cts): a) more than 300; b) 100–300; c) less than 100; 10 – paleolines of diamond demotion: a) presumably Cretaceous; b) post-Cretaceous

Кластерный анализ выполнялся с помощью статистического пакета Statistica 13.5.0.17 (StatSoft, Россия). Для обработки данных использовался метод к-средних [21]. Данный метод относится к итеративным, основанным на дроблении исходной совокупности данных на k кластеров, расположенных на возможно больших расстояниях друг от друга. Алгоритм этого метода предполагает использование только исходных значений переменных, а процесс классификации начинается с задания начальных условий (количество кластеров, порог завершения процесса кластеризации и т. п.) [22].

При обработке данных этим методом используется евклидова метрика, поэтому перед проведением кластеризации необходимо стандартизировать перемен-

ные. Стандартизированные данные подвергали кластеризации (задавалось число кластеров, данные делились на заданное количество кластеров), после чего оценивалось качество кластеризации. Проверялись евклидовы расстояния (геометрическое расстояние в многомерном пространстве) между кластерами, в данном случае это расстояние между координатами на диаграмме N_{tot}/N_B для каждой пробы. Чем меньше расстояние между объектами, тем они более схожи.

Также качественными показателями кластеризации (для каждого варианта с заданным числом кластеров) выступали показатели дисперсионного анализа характеристик алмазов: межгрупповая и внутригрупповая дисперсия, значения F -статистики и уровни значимости p . Чем больше значение межгрупповой и

меньше внутригрупповой дисперсий, тем лучше признак характеризует принадлежность объектов к кластеру и тем «качественнее» кластеризация. Также

оценивалось качество кластеризации по параметрам F и p . Качественной кластеризации соответствовало максимальное значение F и минимальное p .

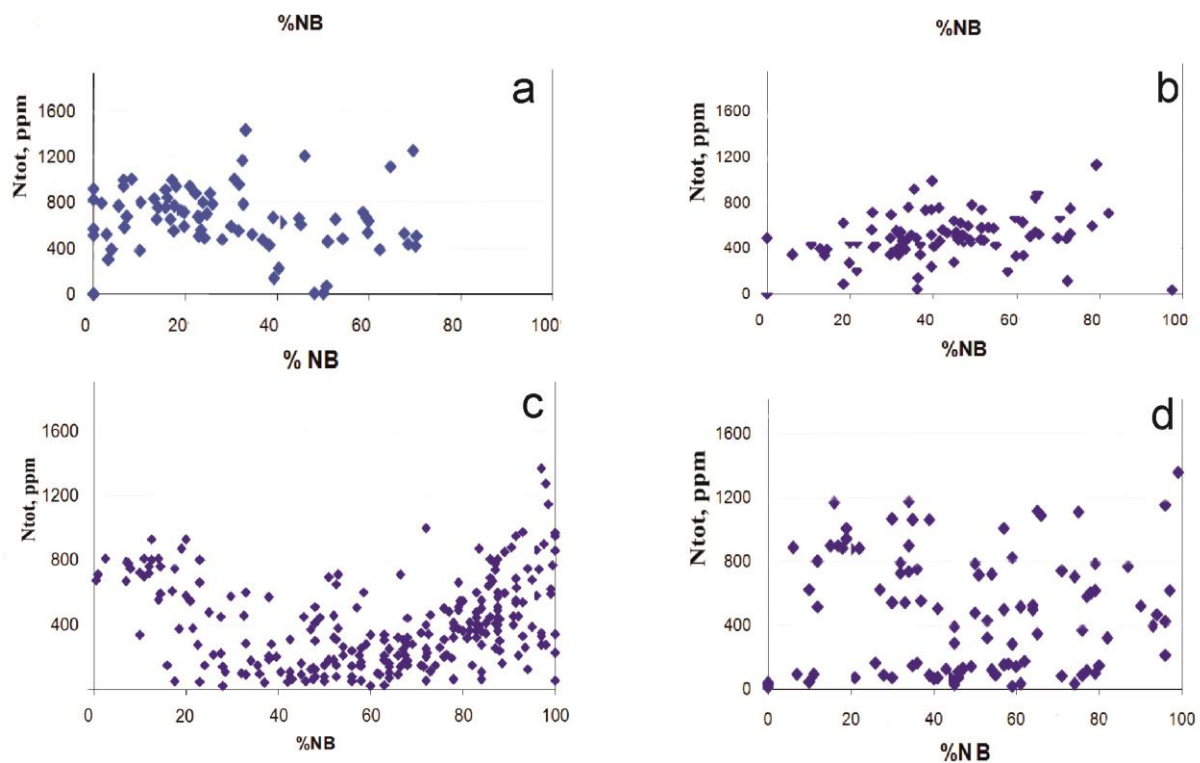


Рис. 2. Исходные диаграммы распределения примесей азота (N_{tot}/NB) в алмазах россыпей: а) Ноитгедехт; б) среднего течения р. Оранжевой; промышленных алмазоносных кимберлитовых трубок: в) Венеция; д) Премьер
Fig. 2. Initial diagrams of the distribution of nitrogen impurities (N_{tot}/NB) in placer diamonds: а) Nooitgedacht; б) middle Orange River; in diamonds of commercial diamondiferous kimberlite pipes: в) Venetia; д) Premier

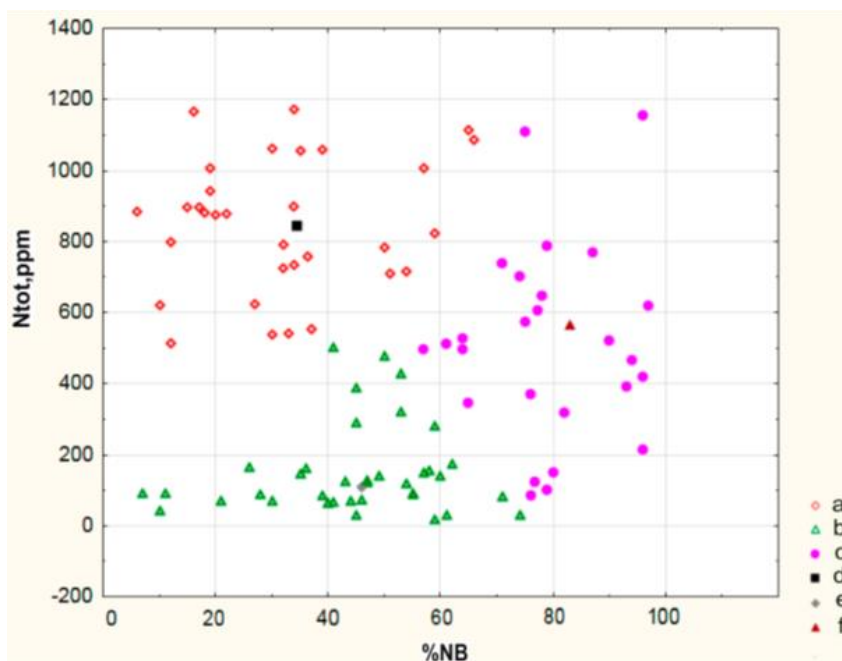


Рис. 3. Точечная диаграмма N_{tot}/NB . Трубка Премьер (3 кластера): а) точки кластера № 1; б) точки кластера № 2; в) точки кластера № 3; д) центр кластера № 1; е) центр кластера № 2; ф) центр кластера № 3
Fig. 3. Dot diagram of N_{tot}/NB . Premier pipe (3 clusters): а) points of cluster no. 1; б) points of cluster no. 2; в) points of cluster no. 3; д) center of cluster no. 1; е) center of cluster no. 2; ф) center of cluster no. 3

На диаграмме Ntot/NB строили точечные графики с получившимися кластерами и их центрами.

По такому алгоритму данные по каждой россыпи (трубке) делились на 2–5 кластеров и вычислялись координаты их центров. Оптимальное количество кластеров для каждого объекта определялось по данным дисперсионного анализа и полученным графикам. В результате была сделана сводная таблица с оптимальными центрами кластеров по всем объектам работы (табл. 1).

Отдельно необходимо подчеркнуть особенность определения числа кластеров для коренных источников. По данным из алмазов трубки Премьер было признано логичным выделить 3 кластера (рис. 3). При дальнейшем изучении данных по остальным коренным трубкам было принято решение также выделять на них по 2–3 кластера, поскольку на большей части трубок оказалось двухмодальное распределение данных анализов, что подтверждают данные исследования [6]. Также не исключено, что в некоторых трубках все алмазы принадлежат одному кластеру.

Таблица 1. Параметры центров кластеров основных алмазоносных промышленных россыпей и трубок Южной Африки

Table 1. Parameters of cluster centers of the main diamondiferous industrial placers and pipes of the southern Africa

Россыпи/Placers								Промышленные трубки/Commercial pipes					
Название/Name	NB, %	Ntot, ppm	Доля в выборке Share of the total sample	Название Name	NB, %	Ntot, ppm	Доля в выборке Share of the total sample	Название Name	NB, %	Ntot, ppm	Доля в выборке Share of the total sample		
Бакен/Baken	55	480	0,4	Хондеклип прибор.	44,5	569	0,5	Де Бирс	27	980	0,26		
	32	390	0,41		85	1000	0,13	De Beers	21	210	0,64		
	72	900	0,14	Hondeclip serf	23	288	0,4	Дютоиспан	27	310	0,38		
Ср. теч. Оранжевой Middle Orange	38	800	0,2	МК 7А/МС 7А	40	420	0,5	Финч/Finch	45	660	0,59		
	36	560	0,43		64	740	0,4		38	670	0,18		
	20	360	0,2	МК 11А/МС 11А	28	600	0,42	17	105	0,42			
	72	480	0,17		61,5	165	0,4	64	65	0,27			
Бослуиспан Bosluispan	46	80	0,2	МК 12А/МС 12А	73	470	0,3	Ягерсфонтейн	32	650	0,29		
	41	490	0,36		28	460	0,3	Jagersfontein	63	80	0,64		
	66	620	0,34		42	200	0,3	Коффионтейн	38	640	0,18		
Ноитгедачт Nooitgedacht	40	560	0,4	МК 12А (глуб.) MC 12А (deep)	50	500	0,24	Летсенг Letseng	58	130	0,73		
	15	800	0,5		75	280	0,24		27	600	0,16		
Сидней-на Ваале Sydney-on-Vaal	19	320	0,43	МК 12А, Де Пюнт MC12А, De Punt	51	80	0,35	81	370	0,2	67	530	0,52
	54	660	0,5		29	480	0,18		50	200	0,25		
Христиания Christiania	43,5	625	0,46	МК12А, Гелвал MC12А, Gelwal	47	160	0,13	Джваненг Jwaneng	28	500	0,18		
	24	370	0,46		25	530	0,6		66	210	0,43		
Хондеклип Hondeclip	35	530	0,14	МК 12А, Де Пюнт MC12А, De Punt	78	380	0,23	Орапа Orapa	81	880	0,12		
	52	590	0,33		38	410	0,3		12	830	0,28		
	67	750	0,43		57	650	0,44		57	300	0,56		
Морск. Конц. (МК)ЗВ Marine Concession (MC) ЗВ	32	530	0,41	МК13А/МС13А	67	244	0,2	Премьер Premier	47	125	0,35		
	54	680	0,3		44	570	0,3		35	830	0,3		
МК* 5А/МС 5А	68	260	0,11	Граув Дюнен Graauw Duinen	38	280	0,41	Венеция Venetia	84	570	0,31		
	38	586	0,4		25	380	0,3		87,5	510	0,37		
	69	690	0,2		67	430	0,3		58	170	0,47		
	16	300	0,23		32	1080	0,14		15	670	0,15		

Примечание/Note: МК* – морская концессия/МС* – marine concession.

Результаты и обсуждение

Для упрощения поиска связи между россыпями и трубками полученные данные по ним (центры кластеров) были сгруппированы по степени географической близости:

Промышленные трубки:

- 1) верховья р. Оранжевой (Летсенг, р. Райет (Коффионтейн, Ягерсфонтейн));
- 2) устье р. Вааль (Кимберли (Де Бирс, Дютоиспан); Финч);
- 3) «дальние» трубки (Орапа, Венеция, Премьер и Джваненг);

Россыпи:

- 1) нижнее и среднее течение р. Оранжевой (Бакен, Бослуиспан, Среднее течение);
- 2) континентальные (Ноитгедачт, Сидней-на-Вале, Христиания);

- 3) морские устья р. Бюффельс (МК 3В,5А,7А, Хондеклип);
- 4) морские устья р. Олифантс (МК 11А,12А,13А, Граув Дюнен).

В каждой группе были вынесены центры кластеров на диаграмму Ntot/NB, причем кластеры по каждому объекту были разделены по удельному весу (доле в выборке по каждому объекту). Кластеры с максимальной долей в выборке были отнесены к 1 классу, средней – ко 2 и т. д.

Далее по очереди каждая группа россыпей сравнивалась на диаграмме Ntot/NB с определенной группой промышленных трубок. Как наиболее представительные в основном анализировались кластеры 1 класса. Классы меньшего ранга не анализировались как менее предста-

вительные, значительно увеличивающие объем работ и уводящие в сторону от основной цели исследования (определения основного источника россыпи). Случаи, когда кластеры 1 класса россыпи и трубки располагались рядом (или довольно близко), фиксировались и анализировались. Так как центр кластера является лишь

центром области, здесь уже анализировались области максимального сгущения кластерах россыпи и трубки и визуально оценивалась площадь их пересечения.

Наиболее интересные случаи приведены на рис. 4. Данные по кластерам с наибольшей площадью перекрытия были собраны в табл. 2.

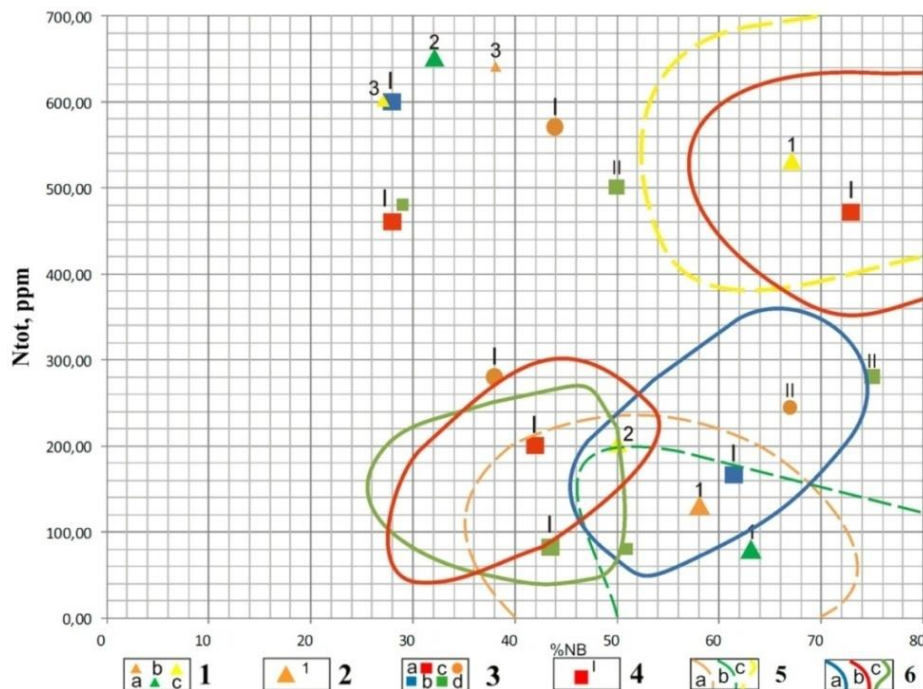


Рис. 4. Положение центров кластеров морских россыпей (устье р. Олифантс) и трубок верхней р. Оранжевой на диаграмме $Nt/NB:1$ – центры кластеров промышленных трубок: а) Коффифонтейн; б) Ягерсфонтейн; с) Летсенг; 2 – доля кластера от общей выборки по трубке (%): 1 – 50–70; 2 – 20–30; 3 – менее 20; 3 – центры кластеров из морских концессий: а) 11А; б) 12А; с) 12А (глубоководная часть); д) 13А; 4 – доля кластера от общей выборки по россыпи (%): 1 – 30–40; 2 – 20–30; 5 – площадь сгущения в кластерах с максимальным содержанием алмазов в трубке: а) Коффифонтейн; б) Ягерсфонтейн; с) Летсенг; 6 – площадь максимального сгущения кластеров россыпи: а) МК 11А; б) МК 12А; с) МК 12А (глубоководная часть)

Fig. 4. Position of the centers of clusters of marine placers (the mouth of the Olifants River) and the pipes of the upper Orange River in the diagram $Nt/NB:1$ – industrial pipe cluster centers: a) Koffiefontein; b) Jagersfontein; c) Letseng; 2 – cluster share of the total pipe sample (%): 1 – 50–70; 2 – 20–30; 3 – less than 20; 3 – cluster centers from offshore concessions: a) 11A; b) 12A; c) 12A (deep-water part); d) 13A; 4 – cluster share of the total sample by placer (%): 1 – 30–40; 2 – 20–30; 5 – area of concentration in clusters with the maximum diamond content in the tube: a) Koffiefontein; b) Jagersfontein; c) Letseng; 6 – area of maximum concentration of placer clusters: a) MC 11A; b) MC 12A; c) MC 12A (deep-water part)

Таблица 2. Сводная таблица россыпей Южной Африки и их вероятных источников (по данным кластерного анализа примесей азота алмазов)

Table 2. Summary table of placers of southern Africa and their probable sources (according to the cluster analysis of nitrogen impurities of diamonds)

Район/Area	Россыпи/Placers	Источники/Sours pipes
Континентальные/Continental	Ноитгедахт/Nooitgedacht	Венеция, Орапа/Venetia, Orapa
Устье р. Бюффельс Mouth of Buffels river	МК 5А/МС 5А	Кимберли/Kimberley
	Хондеклип (прибр.)/Hondeclip (serf.)	Премьер, Кимберли/Premier, Kimberley
Устье р. Олифантс Mouth of Olifants river	МК 12А, ДеПюнт/МС 12А, DePunt	Орапа, Премьер/Orapa, Premier
	МК 12А, Гелвал/МС 12А, Gelwal	Кимберли/Kimberley
	Граув Дюнен/Graauw Duinen	
МК, устье р. Олифантс МС, Mouth of Olifants river	МК 11А/МС 11А	Орапа, Венеция, Джваненг, р. Райет Orapa, Venetia, Jwaneng, Riet river
	МК 13А/МС 13А	Орапа, Венеция, Кимберли Orapa, Venetia, Kimberley
	МК 12А/МС 12А	Орапа, Венеция, Летсенг Orapa, Venetia, Letseng
	МК 12А (глуб.)/МС 12А (deep)	Орапа, Венеция, Джваненг, р. Райет, Финч Orapa, Venetia, Jwaneng, Riet river, Finch

Россыпи и их вероятные источники (табл. 2) были вынесены на географическую карту (рис. 1, b).

Морские россыпи устья р. Олифантс оказались связаны со всеми «дальними» трубками, а также с трубками верховий р. Оранжевой и трубкой Финч. Снос в морские россыпи устья р. Бюффельс уже шел с трубок Премьер и куста трубок Кимберли. Данные построения позволяют сделать предположение о

направлении сноса из «дальних» трубок, скорее всего, в меловое время, когда восточный сегмент этой части континента был наиболее приподнят и шел интенсивный эрозионный снос материала из этих трубок палеорекой Кару [20] (рис. 1, a; рис. 5). По этому этапу истории геологического развития региона ЮА информация наиболее скудна, и данная работа, вероятно, сможет значительно расширить сведения о нем.

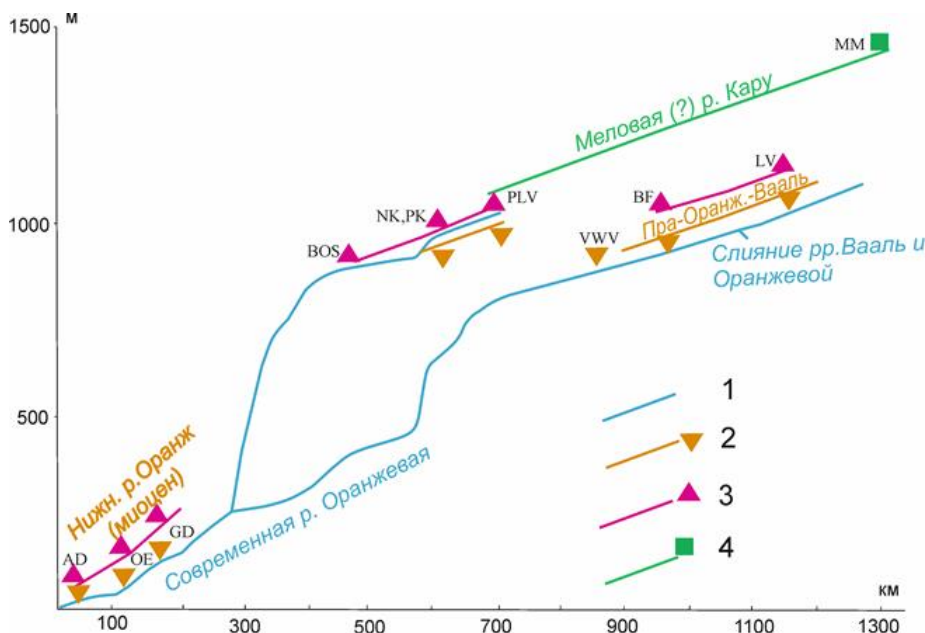


Рис. 5. Продольный профиль древних и современной долин р. Оранжевой [20]: 1 – современная долина; 2–4 – древние долины: 2 – плиоценовая, 3 – миоце-новая, 4 – верхнемеловая (р. Кару) и приуроченные к ней алмазоносные россыпи (AD – Аррис-дрифт, OE – Оина, GD – Грэсдрифт, GAL – Галпутс, BOS – Бослю, NK – Нелскоп, PK – Пардеколк, PLV – Пит Лаусли, VVW – Ван Уиксли, BF – Брэкфонтейн (Приска), LV – Нижн. терраса р. Вааль, MM – Маура Мутла

Fig. 5. Longitudinal profile of ancient and modern Orange River valleys [20]: 1 – modern valley; 2–4 – ancient valleys: 2 – Pliocene, 3 – Miocene, 4 – Upper Cretaceous (Karoo) and diamondiferous placers associated with it (AD – Arrisdrift, OE – Oena, GD – Grasdrift, GAL – Galputs, BOS – Bosluispan, NK – Nelskop, PK – Paardeakolk, PLV – Piet Louwsvlei, VVW – Van Wyxsvlei, BF – Brakfontein (Prieska), LV – Lower Vaal terrace, MM – Mahura Muthla

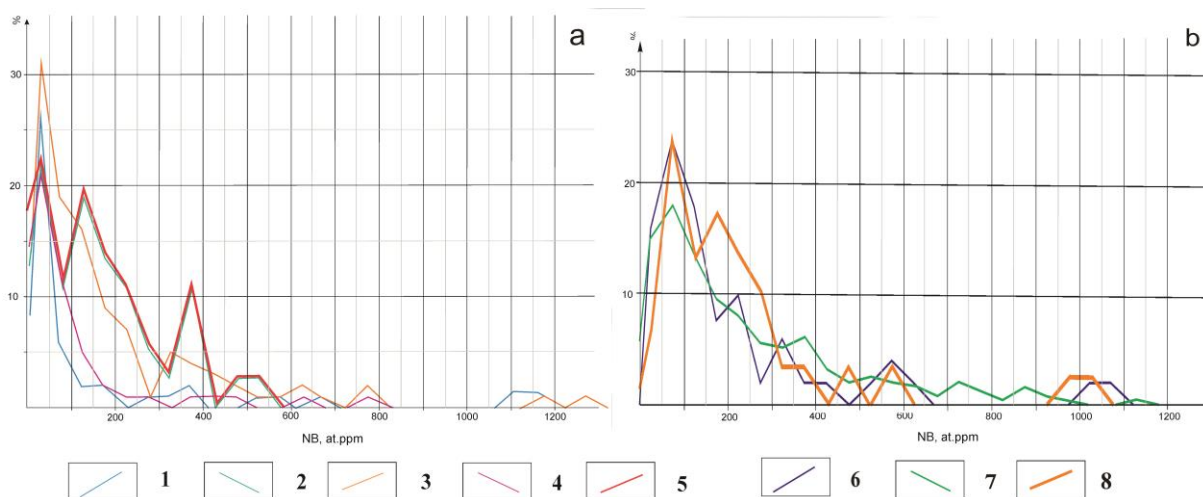


Рис. 6. Распределение азота в В-формах (NB, ppm) в алмазах: (a) из трубок: 1 – Финч; 2 – Летсенг; 3 – Орапа; 4 – Коффифонтейн; 5 – из россыпи МК 12А и (b) из трубок: 6 – Джваненг; 7 – Венеция; 8 – из россыпи МК 13А

Fig. 6. Distribution of nitrogen in B-forms (NB, ppm) in diamonds: (a) from pipes: 1 – Finch; 2 – Letseng; 3 – Orapa; 4 – Koffiefontein; 5 – from the placer of the MC 12A and (b) from pipes: 6 – Jwaneng; 7 – Venetia; 8 – from the placer of the MC 13A

Была сделана пробная проверка данных этих выводов по методике Хачатрян [6], где сравнивали данные по частотам распределения NV алмазов морских россыпей района р. Олифантс (МК 12А,13А) и «дальних» трубок ЮА. На рисунках видно совпадение максимальных концентраций NV в алмазах из россыпи МК 12А и трубок Орапа, Финч, Летсенг, Коффифонтейн на уровне интервалов 0–50 и 100–150 ppm (рис. 6, а) и из россыпи МК 13А и трубок Джванег, Венеция на уровне интервала 50–100 ppm (рис. 6, б), что подтверждает сделанные предположения.

Еще одним доказательством связи трубки Орапа и россыпи МК 12А служит форма кристаллов алмазов. Для всех алмазов ЮА характерна тетрагексаэдрическая форма. Редкие кубические алмазы янтарного цвета встречены в районе россыпи МК 12А (Граув Дюнен) [7]. А среди коренных алмазов кристаллы кубической формы, преимущественно желтого цвета, часто встречаются среди алмазов трубки Орапа, также до 10 % кристаллов этой же формы оранжево-желтого цвета встречено в мелкой трубке Свартругенс (район Кимберли) [23].

Высокий потенциал алмазоносности устья р. Олифантс подтверждает современная добыча алмазов из морских прибрежных отложений этого района, где алмазы концентрируются в ловушках морского дна (котлах, промоинах). Причем ресурс этот является возобновляемым, ловушки после эксплуатации периодически заполняются алмазоносными отложениями [24], выносившимися из глубоководной части моря.

О поступлении в район этой реки алмазов из древних «дальних» трубок (Венеция (519 млн лет) и Премьер (1180 млн лет)) говорит о присутствии алмазов с бурными пятнами, особенностями текстуры [7], характерными для трубок этого возраста. Но, вероятно, эти алмазы могли быть сюда перенесены не в меловое время, а еще раньше – ледниками оледенения Двайка (320–270 млн лет назад) (рис. 1, а).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зинчук Н.Н., Коптиль В.И. Типоморфизм алмазов Сибирской платформы. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 603 с.
2. Хачатрян Г.К. Азотные и водородные центры в алмазе, их генетическая информативность и значение для решения прогнозно-поисковых задач // Руды и металлы. – 2009. – № 4. – С. 73–80.
3. Boyd S.R., Kiflawi J., Woods G.S. Infrared absorption by the B nitrogen aggregate in diamond // Philosophical Magazine. – 1995. – V. 72. – № 3. – Part B. – P. 351–361.
4. Tappert R., Tappert M.C. Diamonds in Nature. A guide to rough diamonds. – Berlin; Heidelberg: Springer, 2011. – 153 p.
5. Taylor W.R. Nitrogen aggregation character, thermal history and stable isotope composition of some xenoliths-derived diamonds from Roberts Victor and Finch // Sixth Internat. Kimberlite Conf. Extended Abstr. – Novosibirsk, 1995. – P. 620–622.
6. Хачатрян Г.К. Азот и водород в алмазах мира как индикаторы их генезиса и критерии прогноза и поисков коренных алмазных месторождений: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2016. – 254 с.
7. Van der Westhuizen A. Provenance of alluvial diamonds in South Africa: a morphological and mineral chemistry study of diamonds and related heavy minerals from the Vaal-Orange system and the West Coast: Dis. ... Dr. of Philosophy. – Stellenbosch, 2012. – 394 p.

Заключение

Впервые разработанная методика, основанная на кластерном анализе, для определения коренных источников алмазоносных россыпей по азотным примесям в алмазах Южной Африки дает сопоставимые результаты с использованными ранее методами [6]. Целесообразно дальнейшее обоснование результативности данного метода и его усовершенствование путем:

- привлечения большего массива данных по азотным включениям алмазов из россыпей и коренных источников, а также исследования данным методом других характеристикалмазов;
- определения коренных источников россыпей алмазов на других континентах, включая месторождения России.

Разработанная методика на данном этапе, естественно, не является окончательной. При дальнейшем ее усовершенствовании возможно комплексное сочетание кластерного метода и методики Г.К. Хачатрян. Также необходимо привлечение данных не только по азоту в алмазах, но и плейлети (пластинчатые дефекты в алмазах) и водорода, которые являются более «тонкими» характеристиками условий образования алмазов [6].

Основным результатом выполненной работы стала разработка методики определения возможных источников алмазоносных россыпей кластерным методом. Также в ходе исследования было определено вероятное направление мощного сноса алмазов из основных промышленных трубок юга Африки в меловое время. При таком широком потоке сноса в этот период существует возможность обнаружения новых крупных морских россыпей алмазов в районе устья р. Олифантс, особенно в глубоководной ее части.

В целом применение данного метода может способствовать конкретизации истории геологического развития регионов, указать направления освоения россыпных алмазоносных районов.

8. Deines P., Harris J.W., Gurney J.J. Nitrogen and ¹³C content of Finsch and Premier diamonds and their implications // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1989. – V. 53. – P. 1367–1378.
9. Deines P., Harris J.W., Gurney J.J. The carbon isotopic composition and nitrogen content of lithospheric and asthenospheric diamonds from the Jagersfontein and Koffiefontein kimberlite, South Africa // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1991. – V. 55. – P. 2615–2625.
10. Deines P., Harris J.W., Gurney J.J. Depth-related carbon isotope and nitrogen concentration variability in the mantle below the Orapa kimberlite, Botswana, Africa // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1993. – V. 57. – P. 2781–2796.
11. Deines P., Harris J.W., Gurney J.J. Carbon isotope ratios, nitrogen content and aggregation state, and inclusion chemistry of diamonds from Jwaneng, Botswana // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1997. – V. 61. – Iss. 18. – P. 3993–4005.
12. Viljoen K.S. An infrared investigation of inclusion bearing diamonds from the Venetia kimberlite, Northern Province, South Africa: implications for diamonds from craton-margin settings // *Contributions to Mineralogy and Petrology*. – 2002. – V. 144. – P. 98–108.
13. Overview of diamond in Africa / M. De Wit, J. Davidson, S.E. Haggerty, J. Jacob, C. Skinner, M. Robert, R. Spaggiari, J. Ward // *Episodes*. – 2016. – V. 39 (2). – P. 199–239.
14. Metallogenic features of diamondiferous kimberlites in Botswana and China: enlightenment for exploration of the same type

- deposits / F. Liu, J. Yang, D. Lian, X. Yu, R.G. Kewame // *Geology in China*. – 2019. – V. 46 (1). – P. 43–76.
15. Бриллианты под давлением: глобальная алмазная отрасль в 2020–2021 годах. URL: <https://www.bain.com/ru/insights/global-diamond-industry-2020-21/> (дата обращения 22.01.2022).
16. World mineral production 2014–2018 / T.J. Brown, N.E. Idoine, S.E. Wrighton, E.R. Raycraft, S.F. Hobbs, R.A. Shaw, P. Everett, C. Kresse, E.A. Deady, T. Bide. – Keyworth, Nottingham: British Geological Survey, 2020. – 22 p.
17. Малых О.Н. Факторы контроля формирования промышленных молодых алмазоносных россыпей Южной Африки и Сибири // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: Материалы XVII Геологического съезда Республики Коми. Т. III. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 207–212.
18. Du Toit A.L. The geology of South Africa. – London: Oliver & Boyd, 1954. – 611 p.
19. Visser J.N.J., Van Niekerk B.N., Van der Merwe S.W. Sediment transport of the Late Proterozoic glacial Dwyka Group in the southwestern Karoo Basin // *South African Journal of Geology*. – 1997. – V. 100. – P. 223–236.
20. De Wit M.C.J. Post-Gondwana drainage and the development of diamond placers in western South Africa // *Economic Geology*. – 1999. – V. 94. – № 5. – P. 721–740.
21. Применение методов кластеризации STATISTICA в геологии. URL: http://statsoft.ru/solutions/ExamplesBase/branches/detail.php?ELEMENT_ID=1595 (дата обращения 15.06.2021).
22. Буреева Н.Н. Многомерный статистический анализ с использованием ППП «STATISTICA». – Нижний Новгород: Изд-во Нижегородского государственного университета им. Н.И. Лобачевского, 2007. – 112 с.
23. Трофимов В.С. Геология месторождений природных алмазов. – М.: Недра, 1980. – 304 с.
24. Cole I., Ngcofe L., Halenyane K. Mineral commodities in the Western Cape Province, South Africa. Report № 2014-0012. – Western Cape: Western Cape Regional Office, 2014. – 85 p.

Поступила 18.01.2022 г.

Информация об авторах

Малых О.Н., ведущий инженер, эксперт научно-редакционного совета Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского.

Asriël Vander Westhuizen, доктор философии, главный геолог, Trans Hex Operations.

UDC 553.81

CLUSTER ANALYSIS OF STRUCTURAL NITROGEN IMPURITIES IN SOUTHERN AFRICAN DIAMONDS: PLACER RELATIONSHIP WITH KIMBERLITE SOURCES

Oleg N. Malykh¹,
Oleg_Malykh@vsegei.ru

Asriël Van der Westhuizen²,
assievanderwesthuizen@gmail.com

¹ Russian Geological Research Institute,
74, Sredny avenue, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russia.

² Trans Hex Operations,
PO Box 333, Alexander Bay 8290, Northern Cape, Republic of South Africa.

Relevance. The authors have developed the methodology for determining the sources of diamond-bearing placers, which clarifies the history of their development, the direction of diamond demolition and probable new areas of their accumulation. Along with paleogeographic studies of territories, this method will be able to significantly expand the understanding of the development of the history of diamondiferous areas in which both kimberlite pipes and placer deposits are located, and identify promising areas for their development.

Objective: to determine the probable root sources of productive coastal marine and continental diamondiferous placers of southern Africa.

Objects: a number of the largest diamondiferous placers of the Republic of South Africa and the largest diamondiferous pipes of southern Africa.

Methods. Using cluster analysis, the authors studied nitrogen distribution in the diamonds of placers and pipes of southern Africa, identified the aggregates with the maximum coincidence of identical properties.

Results. The authors developed the method for comparing nitrogen impurities in placer diamonds and root sources by a statistical method (cluster analysis). With the help of this technique, the probable sources of coastal and continental placers of the Republic of South Africa were determined. The findings were verified using another method of comparing placer diamonds and root sources, which confirmed the conclusions made. Recommendations are given for further improvement of the method (using a larger array of data, using data on diamonds from other regions, attracting data on other characteristics of diamonds). The history of erosion and demolition of diamonds from the root pipes, the formation of diamondiferous placers in the Cretaceous on the territory of the southern Africa was clarified, which opens up prospects for the discovery of large marine placers in the deep-water part of the mouth of the Olfants River. In the future, the methodology can be used to study the history of the formation of diamondiferous placers in Russia and other diamondiferous regions of the world, to determine promising areas of exploration and development of these deposits.

Key words:

Cluster analysis, diamonds, placers, kimberlite pipes, southern Africa.

REFERENCES

- Zinchuk N.N., Koptil V.I. *Tipomorfizm almazov Sibirskoy platformy* [Typomorphism of diamonds of the Siberian platform]. Moscow, OOO «Nedra-Biznescentr» Publ., 2003. 603 p.
- Khachatryan G.K. Azotnye i vodorodnye tsentry v almaze, ikh geneticheskaya informativnost i znachenie dlya resheniya prognozno-poiskovykh zadach [Nitrogen and hydrogen centers in diamond, their genetic informativeness and significance for solving predictive and search tasks]. *Rudyimetally*, 2009, no. 4, pp. 73–80.
- Boyd S.R., Kiflawi J., Woods G.S. Infrared absorption by the B nitrogen aggregate in diamond. *Philosophical Magazine*, 1995, Part B, vol. 72, no. 3, pp. 351–361.
- Tappert R., Tappert M.C. *Diamonds in nature. A guide to rough diamonds*. Berlin, Heidelberg, Springer, 2011. 153 p.
- Taylor W.R. Nitrogen aggregation character, thermal history and stable isotope composition of some xenoliths-derived diamonds from Roberts Victor and Finch. Sixth Internat. *Kimberlite Conf. Extended Abstr.* Novosibirsk, 1995. pp. 620–622.
- Hachatryan G.K. *Azotivodorod v almazakh mira kak indicatory ikh genezisa i kriterii prognoza i poiskov korennykh almaznykh mestorozhdeniy*. Diss. Dokt. nauk [Nitrogen and hydrogen in the diamonds of the world as indicators of their genesis and criteria for forecasting and searching for indigenous diamond deposits. Dr. Diss.]. Moscow, 2016. 254 p.
- Van der Westhuizen A. *Provenance of alluvial diamonds in South Africa: a morphological and mineral chemistry study of diamonds and related heavy minerals from the Vaal-Orange system and the West Coast*. Dr. Diss. Stellenbosch, 2012. 394 p.
- Deines P., Harris J.W., Gurney J.J. Nitrogen and ¹³C content of Finsch and Premier diamonds and their implications. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1989, vol. 53, pp. 1367–378.
- Deines P., Harris J.W., Gurney J.J. The carbon isotopic composition and nitrogen content of lithospheric and asthenospheric diamonds from the Jagersfontein and Koffiefontein kimberlite, South Africa. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1991, vol. 55, pp. 2615–2625.
- Deines P., Harris J.W., Gurney J.J. Depth-related carbon isotope and nitrogen concentration variability in the mantle below the Orapa kimberlite, Botswana, Africa. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1993, vol. 57, pp. 2781–2796.
- Deines P., Harris J.W., Gurney J.J. Carbon isotope ratios, nitrogen content and aggregation state, and inclusion chemistry of diamonds from Jwaneng, Botswana. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1997, vol. 61-18, pp. 3993–4005.
- Viljoen K.S. An infrared investigation of inclusion bearing diamonds from the Venetia kimberlite, Northern Province, South Africa: implications for diamonds from craton-margin settings. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 2002, vol. 144, pp. 98–108.
- De Wit M., Davidson J., Haggerty S.E., Jacob J., Skinner C., Robert M., Spaggiari R., Ward J. Overview of diamond in Africa. *Episodes*, 2016, vol. 39(2), pp. 199–239.
- Liu F., Yang J., Lian D., Yu X., Kewame R. G. Metallogenic features of diamondiferous kimberlites in Botswana and China: enlightenment for exploration of the same type deposits. *Geology in China*, 2019, vol. 46 (1), pp. 43–76.
- Brillianty pod davleniem: globalnaya almaznaya otrasl v 2020–2021 godakh* [Brilliant under pressure. The Global Diamond Indus-

- try 2020–2021]. Available at: <https://www.bain.com/ru/insights/global-diamond-industry-2020-21/> (accessed 22 January 2022).
16. Brown T.J., Idoine N.E., Wrighton C.E., Raycraft E.R., Hobbs S.F., Shaw R.A., Everett P., Kresse C., Deady E.A., Bide T. *World mineral production 2014–2018*. Keyworth, Nottingham, British Geological Survey, 2020. 22 p.
 17. Malykh O.N. Faktory kontrolya formirovaniya promyshlennykh molodykh almazonosnykh rossypey Yuzhnoy Afriki i Sibiri [Factors controlling the formation of industrial young diamondiferous placers in South Africa and Siberia]. *Geologiya i mineralnye resursy Evropeyskogo Severo-Vostoka Rossii. Materialy XVII Geologicheskogo sezda Respubliki Komi* [Geology and mineral resources of the European North-East of Russia. Materials of the XVII Geological Congress of the Komi Republic]. Syktyvkar, Institute of Geology of Komi SC UB RAS, 2019. Vol. 3, pp. 207–212.
 18. Du Toit A.L. *The geology of South Africa*. London, Oliver & Boyd, 1954. 611 p.
 19. De Wit M.C.J. Post-Gondwana drainage and the development of diamond placers in western South Africa. *Economic Geology*, 1999, vol. 94 (5), pp. 721–740.
 20. Visser J.N.J., Van Niekerk B.N., Van der Merwe S.W. Sediment transport of the Late Proterozoic glacial Dwyka Group in the southwestern Karoo Basin. *South African Journal of Geology*, 1997, vol. 100, pp. 223–236.
 21. *Primenenie metodov klasterizatsii STATISTICA v geologii* [Application of clustering methods STATISTICS in geology]. Available at: http://statsoft.ru/solutions/ExamplesBase/branches/detail.php?ELEMENT_ID=1595 (accessed 15 June 2021).
 22. Bureeva N.N. *Mnogomerny statistichesky analiz s ispolzovaniem PPP «STATISTICA»* [Multivariate statistical analysis using the «STATISTICA» program]. Nizhniy Novgorod, N.I. Lobachevsky Nizhniy Novgorod State University Publ., 2007. 112 p.
 23. Trofimov V.S. *Geologiya mestorozhdeniy prirodnykhalmazov* [Geology of natural diamond deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1980. 304 p.
 24. Cole I., Ngcofe L., Halenyane K. *Mineral commodities in the Western Cape Province, South Africa*. Report no. 2014-0012. Western Cape, Western Cape Regional Office, 2014. 85 p.

Received: 18 January 2022.

Information about the authors

Oleg N. Malykh, senior engineer, expert of the scientific and editorial board, Russian Geological Research Institute.
Asriël Vander Westhuizen, Dr. Of Philosophy, chief research geologist, Trans Hex Operations.

УДК 504.61:532.542:536.252

ЧИСЛЕННЫЙ ПРОГНОЗ ДВИЖЕНИЯ СМЕСИ ВЯЗКОЙ КАПЛЕВКОЙ ЖИДКОСТИ С ТВЕРДЫМИ ЧАСТИЦАМИ ВО ВХОДНОЙ ОБЛАСТИ ЭКСЦЕНТРИЧНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ ТРУБ И ИХ ОЧИСТКИ ОТ ШЛАМА

Харламов Сергей Николаевич¹,
kharsn@mail.ru

Джанхорбани Мехран¹,
mehran.janghorbani@gmail.com

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

Актуальность исследования определяется необходимостью: понимания особенностей гидродинамики сдвиговых потоков в геометрических конфигурациях рабочего пространства с изменениями формы поперечного сечения и поверхностей стенок; детализации внутри- и межфазных процессов переноса импульса, массы при течении дисперсных сред со сложной реологией в полях действия специфических внутренних и внешних сил в кольцевых эксцентричных трубах; установления возможностей моделей, подходов, методов прогноза эволюции структуры течения смесей; выработки практических рекомендаций персоналу по эффективной очистке рабочих участков скважины, ее отверстий от шлама.

Цель работы состоит в исследовании в рамках методов CFD особенностей пространственного ламинарного и турбулентного течения смеси бурового раствора с твердыми частицами в коаксиальной и эксцентричной входной области скважины, а также в установлении закономерностей сложного сдвигового течения, сопровождающих транспорт шлама по стволу скважины и очистку ее горизонтальных участков.

В качестве **объекта** исследования выбрана скважина с десятиметровой горизонтальной эксцентричной секцией, в которой течение осуществляется в условиях, реально близких к фактическим параметрам бурения (*in situ*).

В методах исследования преобладают подходы комплексного физико-математического и компьютерного моделирования процессов в механике гомогенных и гетерогенных сплошных сред, широко апробированные на классе внутренних сложных сдвиговых течений, а также успешно прошедшие валидацию и верификацию результатов в соответствующих условиях и близких к режимам течений, тепло- и массопереноса, выполненных другими авторами по анализу технологических процессов бурения и очистки скважин.

Результаты. Представлен критический анализ современного состояния проблем компьютерного моделирования процессов транспорта шлама в технологиях бурения. Отмечены особенности, эффекты, формируемые наличием вращения бурильной трубы, оказывающие влияние на структуру течения. Детально сформулирована задача о гидродинамике и массопереносе турбулентного развивающегося по пространству дисперсного потока каплевой жидкости с твердыми частицами шлама в коаксиальных эксцентричных трубах произвольной реологии, методы ее исследования. Приведены замечания к формализму замыканий определяющих уравнений модели в рамках CFD. Расчетами выявлены закономерности изменений локальных и интегральных параметров течений и массопереноса, связанные с увеличением кольцевых, среднемассовых скоростей, возникающих в результате уменьшения живого сечения потока из-за накопления шлама. Определены тенденции к регуляризации эффектов, формирующих очистку. Раскрыты особенности изменений структуры сложного течения смеси в рамках зйлеро-во-зйлерова и зйлеро-лагранжевого подходов. В заключение представлены предложения инженерного прогноза течений во входном участке скважины. Прикладная ценность результатов определяется возможностью внесения ряда обобщений, включающих неопределенности, вызванные учетом деталей геометрической и гидродинамической конфигураций задачи, а также использованием параметров реальных режимов бурения и очистки.

Ключевые слова:

Скважина, бурение, вращение, моделирование, гидродинамика, реология, кольцевые потоки, транспорт, очистка.

Введение

Опирающиеся на реальные и точные данные особенностей бурения скважин технологические операции по их очистке от шлама определяют задачу современного бурения. Причем в сравнении с относительно ясным анализом механизмов и закономерностей выноса продуктов выработки по вертикальным зонам скважины установление соответствующих особенностей в направленных участках требует глубокого изучения нетривиальных обменных процессов переноса импульса, массы, теплоты, особенно в условиях расширенного охвата скважины. Также стоит отметить, что эта проблема осложняется тем, что информация о гидродинамике и тепло- и массопереносе смесей во входных участках коаксиально-

эксцентричных труб, стагнации и эволюции потока в донной части весьма приближенна. Управление гидродинамическими процессами с учетом общего характера интегрального распределения параметров течения, например, перепада поля давления, сопротивления трения, важно в выработке решений персоналу по оптимальному управлению оборудованием. Но в таких общих для функционирования оборудования условиях целесообразен учет особенностей влияния изменений образующей ствола скважины, что будет требовать репликации процесса бурения, транспорта продуктов выработки, которые в лабораторном анализе весьма сложны и дорогостоящи. Все это ставит задачи поиска «гибких» способов прогноза аспектов течений вязких смесей в скважинах/трубах с эксцен-

тричными ядрами в рамках методов математического моделирования. Указанные методы – методы вычислительной гидродинамики (Computational Fluid Dynamics, CFD). Они опираются на отдельные полевые данные/результаты лабораторных экспериментов с целью валидации модельных положений, верификации полученных численных результатов с помощью мощных ПЭВМ. А также представляют собой универсальный инструмент изучения очистки в сопряженных внутренних системах со сложной геометрической и гидродинамической конфигурацией задачи.

Краткий экскурс в историю аспектов моделирования задачи очистки показывает, что начало 2000-х гг. ознаменовано активным использованием методов и моделей CFD в решении рассматриваемых проблем с обращением к мелкомасштабным экспериментам для качественной верификации результатов изменений локальных и интегральных параметров, прогнозирующих физическую реальность явления. Обращение к ресурсозатратным подходам, включающим концепцию дискретного фазового моделирования (лагранжевый метод), а также более гибким статистическим моделям турбулентности второго порядка [1, 2] для учета эволюции «тонкой» структуры течения, геометрического строения частиц среды [3] позволило повысить точность результатов, считать математическое описание более универсальным. Однако данные обобщения поставили перед исследователями актуальную проблему поиска путей снижения компьютерного времени/ресурсов вычисления, которые многократно возросли. Естественно, что детализация импульсного и диффузионного переносов скаляра в сложной по составу и структуре смеси, проникновение в суть диффузионных механизмов молярного обмена в рамках феноменологического и статистического методов описания физических явлений, а также попытка моделирования твердой гранулированной фазы в концепциях эйлерово-эйлерова и эйлерово-лагранжева методов повысили внимание к точности воспроизводства процессов, особенно в специфических зонах течений гетерогенной смеси, на границах взаимодействия фаз [4, 5]. Учет возможностей подходов показывает, что, несмотря на относительную простоту моделирования очистки скважины от шлама в рамках эйлерово-эйлерова подхода, можно рассчитывать на принципиальное понимание сути определяющих механизмов переноса при течении реологически сложной среды в кольцевой эксцентричной зоне. И, следовательно, получить представление о возможных путях повышения точности и эффективности очистки скважин в реальных условиях.

Учитывая вышесказанное и опираясь на современные достижения в прогнозе гидродинамики гетерогенных сред во внутренних системах, связанные с идеями эйлерово-эйлерова/эйлерово-лагранжева подходов, в настоящей работе была поставлена цель: в рамках методов CFD исследовать особенности пространственного течения смеси бурового раствора с твердыми частицами в коаксиальной и эксцентричной входной области скважины; установить особенности и закономерности течения, сопровождающие транс-

порт шлама по стволу скважины и очистку ее горизонтальных участков. В качестве объекта исследования выбрана скважина с десятиметровой горизонтальной эксцентричной секцией, в которой течение осуществляется в условиях, реально близких к фактическим параметрам бурения (*in situ*). В методах исследования преобладают подходы комплексного физико-математического и компьютерного моделирования процессов в механике гомогенных и гетерогенных сплошных сред, широко апробированные на классе внутренних сложных сдвиговых течений, а также успешно прошедшие валидацию и верификацию результатов в соответствующих условиях и близких к режимам течений, тепло- и массопереноса, выполненных другими авторами. Прикладное значение результатов представляется актуальным и ценным, особенно с точки зрения внесения ряда обобщений, исключающих неопределенности, вызванные учетом деталей геометрической и гидродинамической конфигурации задачи, а также параметров реальных режимов бурения и очистки.

Отдельные библиографические сведения по проблеме

Анализ публикаций по аспектам моделирования процесса транспорта шлама показывает, что самое раннее использование CFD в качестве инструмента исследования было выполнено Н. Bilgesu et al. в [6], где для изучения влияния на бурение частиц шлама, грязевых свойств раствора на транспорт смеси в вертикальных и горизонтальных скважинах использовался эйлеровский подход. Результаты оказали заметное влияние на использование указанного подхода другими исследователями, которые пытались смоделировать влияние различных параметров на процесс транспорта шлама, одним из которых было *вращение бурильной трубы*. В действительности вращение трубы в горизонтальных скважинах представляет собой сочетание коаксиального и эксцентричного движения, и, как в дальнейшем было показано, это способствует улучшению очистки сечений. Однако создание орбитального движения в лабораторных условиях чрезвычайно трудно. И вполне понятно, что экспериментальные результаты этого направления весьма редки. В то же время течения в коаксиальных трубах, несмотря на относительно меньшую информативность в части очистки пространства скважины, гораздо легче воспроизвести в лабораторных условиях. И, естественно, этот вопрос был актуален для исследователей. Например, S. Nan et al. [7] также использовали эйлеровский метод для установления особенностей влияния коаксиального вращения трубы на транспорт частиц шлама в скважинах различной наклонности.

Необходимость детализации внутри- и межфазных процессов в смеси заставила строить решение задачи очистки отверстий в более полных постановках, в которых обращение к дискретному подходу прогноза процессов в твердой фазе является принципиальным. В этом смысле первый зарегистрированный случай применения лагранжевого подхода, предпринятый U. Mme et al. [8] с учетом влияния геометрического строения частиц шлама на интенсивность очистки

скважин, был ценен с точки зрения установления факта, что геометрия частиц шлама не принесла ожидаемого и, возможно, определяющего влияния на интенсификацию очистки. Хотя и указала на потребность контроля моделью этих значений, необходимости включения информации в формулировку соответствующих краевых условий задачи. Результаты указывают, что эти сведения ценны для постановки задачи в сравнении с физическим допущением, что транспорт смеси более эффективен, с заключением о структуре и составе смеси как совокупности сферических и жестких частиц. Исследования R. Rooki et al. [9] расширили использование CFD подхода для условий пенного бурения и показали, что это направление способно давать результаты, не превышающие 8 % -ой точности в изменении интегральных параметров в сравнении с имеющимися и соответствующими экспериментальными данными. В дальнейшем З. Ксао и др. [10] в рамках CFD показали, что, несмотря на инерционность гидродинамических процессов и их особое влияние на дисперсную фазу в эксцентричной зоне скважины, невозможно осуществить полную очистку сечения без обращения к механическим средствам. Эти исследования уникальны в том смысле, что они выполнены с учетом соединений трубного инструмента как части их геометрии и приводят к заключению, что в реальных условиях в этих областях частицы шлама интенсивно накапливаются. Далее С. Sun et al. [10, 11] вновь обратились к вопросу учета коаксиального вращения буровой трубы и показали, что данный режим вращения эффективен только при относительно низких значениях азимутальной компоненты вектора скорости и теряет свою эффективность по мере ее увеличения. Исследование Y. Demiralp [12] показало, что в прогнозе динамики сложных сдвиговых течений в скважине наиболее эффективна SST $k-\omega$ -модель турбулентности [1–5], т. к. позволяет получить достаточно точные результаты о процессе без существенных материальных затрат на реализацию модели и ее численного алгоритма. Именно это выделяет указанную модель в классе ее практических приложений и делает популярной среди инженеров-исследователей. Стоит отметить, что исследование [12] интересно тем, что оговаривает необходимость учета в процессах очистки *орбитального движения* бурильной трубы, которое до недавнего времени многими игнорировалось. Т. Ofei et al. [13] провели обширный анализ особенностей течения и очистки в условиях изменений таких переменных, как наклон отверстия, эксцентриситет трубы, скорость коаксиального вращения, тип буровой жидкости, интенсивность изменений кольцевой скорости и т. д. Их анализ показал, что моделирование в рамках CFD выступает весьма надежной альтернативой экспериментальным исследованиям и может, по крайней мере, качественно верно прогнозировать реальность процесса очистки отверстий. В своих последующих работах Т. Ofei et al. [14, 15] показали, что для различных сценариев результаты моделирования отличаются от экспериментальных данных в характерном диапазоне 1...12 %. Учитывая опыт применения CFD к моделированию рас-

сматриваемых течений, М. Kamyab et al. [16] оценили возможности эйлеровского подхода в CFD при прогнозе технологии бурения гибких труб (Coiled Tubing Drilling, CTD), где вращение труб невозможно, и попытались установить минимальную скорость транспортировки (Minimal Transport Velocity, MTV), необходимую для эффективной очистки рабочих участков скважины и ее отверстий.

Следует отметить, что к этому периоду преимущество практического использования двухпараметрических моделей турбулентности типа SST $k-\omega$, $k-L$ [1–4] уже сформировалось и дополнилось сведениями о корректности прогноза процессов в низкорейнольдсовых зонах донных течений каналов переменного по длине поперечного сечения в сравнении моделями типа $k-\varepsilon$ [1–3]. Это определило их выбор при прогнозе турбулентности моделями RANS метода в пристенной области, сложных течений с эффектами вихревой неустойчивости в узких кольцеобразных и эксцентричных зонах. Подчеркнем, что до сих пор все авторы для описания буровых жидкостей использовали каплевидные среды, близкие по свойствам к воде. Однако Sayindla Sneha и др. в [17] выполнили теоретико-экспериментальные исследования по выявлению особенностей изменений эффекта перепада давления, наблюдаемого при течении различных буровых жидкостей с различной скоростью потока, в одной и той же конфигурации задачи. Было получено весьма удовлетворительное соответствие данных теории и опыта поведения поля давления. Заслуга исследования Омид Хейдари и др. [18] состоит в том, что в рамках эйлерова приближения в CFD оценены возможности замыканий определяющих уравнений движения моделями со скалярной величиной молярной вязкости и внесены обобщения на описание анизотропной турбулентности статистическими моделями второго порядка для одноточечных корреляций пульсаций вектора скорости моделями рейнольдсовых напряжений типа RSS- $k-\varepsilon$, $-\omega$, $-L$ [1–5]. Основным недостатком этого направления является слабая изученность вопроса достоверности замыканий определяющих уравнений модели в прогнозе процессов в гетерогенной смеси. Эта работа сопряжена со сложностями постановок экспериментов и поиска уточнений для замыканий членов высшего порядка в уравнениях в частных производных второго порядка соответствующих компонент полного тензора напряжений Рейнольдса. Справедливости ради стоит отметить, что в настоящее время эти данные немногочисленны и требуется кропотливый анализ для установления факта универсальности искомых замыканий [19]. В силу сказанного в настоящей работе при оценке достоверности рассматриваемых процессов используется технология тестирования результатов на классе различных типов внутренних течений, осложненных влиянием изменений физических, геометрических и других термодинамических деталей течения и характера изменений внутренних и внешних сил в сопряженной системе «внешняя среда – границы межтрубного пространства – рабочее тело». Также подчеркнем, что до сих пор отсутствуют в анализе процессов данные изменений

локальных параметров гидродинамической и диффузионной картины при течении смеси в скважине. Кроме того, авторы предпочитают использовать более простые модели RANS метода с целью удовлетворения положения «цена – качество – приемлемая точность» прогноза результатов, в частности деталей воспроизводства наиболее важных с практической точки зрения параметров задачи, таких как эффект снижения концентрации шлама и падения давления в общей зоне межтрубного эксцентричного пространства и горизонтального участка скважины. Касаясь материала современных публикаций с наиболее детальным исследованием особенностей транспорта шлама и выявлением закономерностей интенсификации процесса очистки, отметим, что одно из самых глубоких исследований проблемы было предоставлено Е. Эпелле и Д. Героджоргисом [20], которые в рамках эйлерово-эйлерова и эйлерово-лагранжева подходов имитируют транспорт частиц шлама гидродинамическим потоком, описываемым с помощью стандартной $k-\omega$ -модели турбулентности [21]. Установлено, что в сравнении с экспериментальными данными оба подхода имеют ошибки прогноза интегральных параметров в диапазоне значений до 11 %. Однако эйлерово-лагранжевое описание позволяет точнее отслеживать процессы течения частиц твердой фазы за счет увеличения вычислительного времени, но оно существенно возрастает. В [22] продолжено исследование проблем транспорта и очистки скважин с привлечением модели, учитывающей изменения формы и строения частиц, где установлено, что, например, сферичность частиц оказывает значительное влияние на результаты моделирования, вызывая падение давления на рабочем участке скважины до 11 %. Учитывая это в [22], выбран эйлерово-эйлеровый подход и модель Syamlal-O'Brien [23] для имитации транспорта частиц в сравнении с распротраненной моделью Gidaspow [24]. Такое заключение обусловлено тем, что модель Syamlal-O'Brien позволяет проще учитывать несферические особенности частиц. Вместе с этим стоит признать, что модель Gidaspow способна давать результаты аналогичные по точности модели Syamlal-O'Brien [23]. Также заметной в вопросах моделирования выступает работа С. Ахшика и М. Раджаби [25], в которой используется лагранжев подход для описания процессов в трехфазной газожидкостной смеси с твердыми частицами, часто используемой в приложениях бурения. Отметим, что, хотя это моделирование и отличается чрезвычайной трудоемкостью и выполняется с использованием очень мелкой разностной сетки, сравнение с экспериментальными результатами показало, что технология CFD достаточно надежна, чтобы справиться с самыми сложными режимами потока, например, неустойчивостями энтропийной природы, с которыми сталкиваются при буровых операциях. Наконец, Ю. Игнатенко и др. [26] вернулись к проблеме учета коаксиального вращения внутренней трубы и обнаружили, что это вращение создает вихри при низких вязкостях и скоростях вращения, что существенно влияет как на падение давления, так и на концентрацию транспорта частиц шлама.

В целом общий анализ имеющихся публикаций рассматриваемых проблем, уровня решений полной задачи указывает на то, что режим отдельного коаксиального вращения труб практически невозможен в технологиях бурения (большой частью из-за эксцентричности труб). Этот перспективный вопрос еще ждет своего решения. По нашему мнению, эффекты от этого режима игнорируются большей частью из-за сложностей изучения комплексного течения, нетривиальности формирования структуры потока в полях инерционных и массовых сил в зонах стабилизирующего и дестабилизирующего ламинарно-турбулентного взаимодействия при прямоточно-закрученном течении смеси. Особенности таких процессов составляют предмет отдельного исследования и подробно анализировались авторами ранее, например, в [27]. Кроме того, стоит отметить, что важным выступает направление анализа эффективности очистки скважин за счет изменений реофизических свойств бурового раствора. В этом отношении отметим исследования, выполненные В. Pang et al. [28, 29] на неньютоновских жидкостях типа Гершеля–Балкли. В частности, в [28] показано, что при снижении вязкости жидкости концентрация частиц шлама в кольцевой зоне колеблется. Аналогичные результаты наблюдались в [29] при использовании воды. Это приводит к заключению, что на транспорт шлама оказывают сильное влияние переходные процессы, обусловленные: нелинейностью изменений реологических свойств среды; строением и формой частиц; комплексным эффектом от коаксиального и орбитального вращений буровой трубы. Поэтому в условиях реального бурения прогноз от воздействия коаксиального вращения требует уточнений при наложении на течение орбитального вращения.

Таким образом, анализ имеющихся публикаций приводит к следующим заключениям:

1. Методы CFD дают результаты, которые в качественном отношении удовлетворительны в области ошибок 1...12 % в сравнении с имеющимися экспериментальными результатами в достаточно широком диапазоне изменений интегральных характеристик и сценариев течений.
2. В целом эйлерово-эйлеров и эйлерово-лагранжев подходы дают приемлемые результаты. При этом последний предлагает более детальную иллюстрацию особенностей процессов при транспорте и очистке скважин за счет значительно возросшей вычислительной стоимости исследований.
3. В прогнозах гидродинамики сложных сдвиговых течений смесей, особенно с точки зрения соотношений «надежность – затраты – цена – качество результатов», преимуществом пользуется низкорейнольдсовая SST $k-\omega$ -модель турбулентности.
4. Обоснованным представляется применение моделей Syamlal-O'Brien [23], Gidaspow [24] для учета особенностей структуры и формы частиц смеси, результаты которых достаточно близки в рамках рассматриваемых в настоящей статье гидродинамических режимов и геометрических конфигураций области исследования задачи.

5. Процесс транспорта частиц шлама весьма чувствителен к особенностям и деталям течения жидкой фазы, геометрии скважины, особенно в режимах развития течения по пространству и в зонах с низкими значениями динамической и эффективной вязкости смеси.

Физико-математическое описание течения смеси в скважине с горизонтальным/наклонным участком

Ниже представлены некоторые положения, позволяющие подробно анализировать гидродинамику, силовое и динамическое взаимодействие между частицами каплевой и твердой фаз изотермического развивающегося течения по стволу скважины в полях действия реальных внешних и внутренних сил.

Основные допущения к моделированию

С целью общности формулировок определяющих уравнений предполагается, что буровой раствор в полной мере обеспечивает транспортировку измельченных пород (частиц шлама как продуктов выработки долотами) через кольцевое пространство скважины от забоя до поверхности. Если транспортировка частиц шлама становится затруднительной, возникают условия для седиментации и накопления частиц в виде пласта в донной части скважины. Причем укрупнение размеров слоя пласта требует анализа дополнительных комплексных эффектов в гидродинамике и массопереносе, сопровождающих технологические операции бурения. Это могут быть режимы, определяющие увеличение крутящего момента бурильной колонны, формирующие более высокое сопротивление, прилипание (или прихват) труб, а также проблемы, обусловленные каротажем. Отмечается, что на технологический процесс бурения и очистки существенное влияние оказывает сила тяжести. Именно с ее помощью в горизонтальных областях скважины формируется пласт. Кроме того, учитывая [4–6], слой осевших частиц имеет толщину много меньшую ширины кольцевой области и в своей верхней части поперечного сечения не оказывает влияния на движение гетерогенной среды. Считаем, что изменение угла наклона скважины является одним из основных факторов эффективности транспорта шлама в конфигурации пространства с эксцентricностью бурильной трубы. Кольцевое пространство проточной области отличается асимметричностью и существенной узкостью под бурильной трубой, что значительно затрудняет процесс транспорта частиц через кольцевое пространство.

Выполненный библиографический анализ проблем и указанные детали геометрической конфигурации межтрубного пространства позволяют отметить, что в принципе рассматриваемое течение требует системного исследования следующих своих особенностей и параметров: размера частиц шлама; реологических свойств бурового раствора и его режимов движения; изменений эксцентricитета бурильной трубы; влияния подвижности (вращения стенки) бурильной трубы. В силу этого допускается, что реологические свойства бурового раствора (в спектре внутренних сил) способны оказывать существенное влияние на операции по очистке скважин. Сам раствор выступает

как неньютоновская жидкость и описывается моделью эффективной вязкости Гершеля–Балкли.

Принимается, что в процессе бурения горизонтальных скважин бурильная труба способна соприкасаться с донной частью стенки скважины из-за веса бурильной трубы. В таких условиях из-за полной эксцентricности весьма важно для практики установить минимальные значения скорости транспорта шлама для прогнозирования эффективности бесперебойного функционирования специального технологического оборудования. Предполагается, что прогноз механизмов, сопровождающих течение частиц жидкой и твердой фаз, внутри- и межфазных взаимодействий в процессах переноса импульса и массы в смеси бурового раствора и твердых частиц в эксцентricном кольцевом пространстве скважины выполняется с привлечением положений механики неоднородных сплошных сред, методов вычислительной гидродинамики и теорий сопротивления и тепло- и массопереноса. С этой целью вводятся допущения, что твердые частицы шлама химически инертны и имеют сферическую форму диаметра d . Принимается, что доля объема, занимаемого дисперсной твердой фазой, имеет значения $a_p < O(10^1)$, но соударения между частицами не учитываются. Плотность материала частиц значительно превышает плотность несущей (жидкой каплевой) среды. Также предполагается, что режим течения смеси вязкостно-инерционный и осуществляется в условиях ее изотермического прямолинейного движения по скважине.

С целью уяснения особенностей силового воздействия на частицы смеси в коаксиальной зоне скважины отметим, что возможные эффекты в процессах внутри- и межфазного обмена импульсом и массой в смеси определяются совокупным влиянием общего спектра внутренних и внешних сил. В их числе выделяем такие, как FD , [N] – сила сопротивления тяжелых (жидких/твердых) частиц при движении с их характерной локальной скоростью, UL , [m/s]; FSD , [N] – полная сила сопротивления частиц флюида восходящему потоку со скоростью, UM , [m/s]; FB , [N] – сила плавучести; FL , [N] – подъемная сила; FM , [N] – дополнительная подъемная сила (Магнуса); FS , [N] – дополнительная подъемная сила (Саффмена); FG , [N] – сила тяжести; FPL , [N] – сила реологических эффектов частиц смеси; FRC , [N] – сила реакции взаимодействующих твердых недеформируемых частиц; FPR , [N] – сила градиента давления; UM , [m/s] – характерная среднемассовая скорость смеси; a – угол отклонения образующей ствола скважины от вертикальной плоскости, $[^0]$; b – угол слоя частиц каплевой и твердой фазы, $[^0]$; c – угол контакта между частицами диффузионного слоя, $[^0]$; Gi , ($i=1-4$) – соответственно границы области течения смеси: входной зоны ($i=1$), верхней области межтрубного пространства ($i=2$), нижней ($i=3$) между трубами (донная часть эксцентricного пространства) и зоны выхода ($i=4$) потока из скважины. Детали распределений сил иллюстрирует рис. 1, где схематично представлена общая картина течения гетерогенной смеси (частиц каплевой фазы (синий оттенок), частиц газообразной

$$\mu_{eff} = \mu_{eff}(\tau, \dot{S}, T, P), \quad (5)$$

где τ, \dot{S} – тензоры напряжений и скоростей деформаций жидкой фазы, соответственно. Заметим, что в гетерогенных средах μ_{eff} также зависит от концентрации, формы и размера частиц. Реологию неньютоновских жидкостей описывают связи (6), (7):

- для вязкопластической (бингамовской) жидкости:

$$\mu_{eff} \equiv \mu_f = (\tau_0 + \kappa \dot{\Gamma}) \dot{\Gamma}^{-1}, \dot{\Gamma} = (0.5 \dot{S} \cdot \dot{S})^{0.5}, \quad (6)$$

- для жидкости модели Гершеля–Балкли:

$$\tau = \tau_0 + \kappa \dot{S}^n, \mu_{eff} \equiv \mu_f = (\tau_0 + \kappa \dot{\Gamma}^n) \dot{\Gamma}^{-1}. \quad (7)$$

Формализм замыканий определяющих уравнений математической модели в прогнозе турбулентных течений

Наши предварительные исследования широкого класса течений во внутренних системах, осложненных нелинейностью изменений рео- и теплофизических свойств рабочей среды, внешних инерционных и массовых сил, обусловленных вращением, тяжестью, а также неизотермичностью и нестационарностью «тонкой» структуры среды, прямыми и обратными переходами вихревой и тепловой природы, показали [1–4], что весьма надежными в прогнозах взаимосвязанных внутри- и межфазных процессов переносов тепла, массы и импульса в низкорейнольдсовых зонах выступают двухпараметрические модели RANS метода, которые составляют эффективную опорную базу с локальными свойствами турбулентности для моделей переноса рейнольдсовых напряжений RSS, таких как SST- $k\omega$ [21], $-kL$ [19], $-k\varepsilon$ [32], $-kL$ [33], $-k\tau$ [34]. Популярность в приложениях SST- $k\omega$ -модели вызвана тем, что модель сочетает в себе достоинства $k\varepsilon$ -модели в описании свободного течения и точном моделировании особенностей пристеночных эффектов $k\omega$ -моделью за счет модификаций ее функций. Полное обсуждение этих проблем можно найти, например, в [1–4, 35]. Учитывая специфику рассматриваемых в настоящей статье течений смесей и в силу допущения, что объемная концентрация твердой фазы является разбавленной (до 10 %), моделирование параметров турбулентности выполняется лишь для жидкой капельной фазы смеси. В таких условиях представляется целесообразным остановиться на некоторых замечаниях применения RSS-модели с указанными выше опорными $k\omega, \varepsilon, L$ базами к расчетам неоднородной анизотропной структуры турбулентности в вязких средах с выраженными анизотропными скоростями пульсаций частиц, особенно в неравновесных турбулентных течениях смесей в эксцентричных межтрубных областях.

В RANS-подходе после осреднения по Рейнольдсу определяющих уравнений законов сохранения массы и импульса (1)–(4) привлекаются уравнения переноса напряжений Рейнольдса ($\overline{u'_i u'_j}$), которые в своей символической форме (краткой тензорной записи, в де-

картовых координатах) можно представить следующим образом (8):

$$C_{ij} = D_{ij} + P_{ij} + R_{ij} - \varepsilon_{ij}, \quad (8)$$

Здесь $C_{ij} = \frac{D\overline{u'_i u'_j}}{Dt}$ – конвекция ($\frac{D}{Dt}$ – субстанциональная производная); $D_{ij} = D^L_{ij} + D^T_{ij}$ – диффузия, причем $D^L_{ij} = \frac{\partial}{\partial x_k} (\nu \frac{\partial \overline{u'_i u'_j}}{\partial x_k})$ – молекулярная, D^T_{ij} – турбулентная; $P_{ij} = -\{ \overline{u'_k u'_k} \frac{\partial U_j}{\partial x_k} + \overline{u'_j u'_k} \frac{\partial U_i}{\partial x_k} \}$ – порождение; $R_{ij} = \frac{p'}{\rho} (\frac{\partial u'_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u'_j}{\partial x_i})$ – перераспределение (корреляция пульсаций давления со скоростями деформаций); $\varepsilon_{ij} = 2\nu \frac{\partial u'_i}{\partial x_k} \cdot \frac{\partial u'_j}{\partial x_k}$ – диссипация. Для получения замкнутого вида системы уравнений (8) необходимы модельные представления для членов $D^T_{ij}, R_{ij}, \varepsilon_{ij}$, тогда как D^L_{ij}, P_{ij} могут быть рассчитаны точно. Все детали замыканий RSS-модели и особенности ее численной реализации, которые по соображениям громоздкости формулировок здесь опущены, можно найти в [35].

Заметим, что важными для практики являются следующие дополнения по использованию RSS-модели в смесях. Отмечается, что для гетерогенных сред данная RSS-модель и ее версии должны быть модифицированы на учет механизмов движения двухфазной среды посредством увлечения твердых частиц шлама несущей капельной жидкостью за счет сил межфазного взаимодействия, т. е. частицы рассматриваются как пассивная примесь. Поэтому в обобщениях модели на двухфазность течения в настоящем исследовании допускается (аналогично [36]), что твердые частицы подвержены турбулентным эффектам опосредованно через влияние флуктуаций в диспергированной (несущей) фазе смеси. В силу этого принимается, что наличие частиц дисперсной фазы будет способствовать подавлению энергии пульсационного течения. Последнее отвечает коррекции диссипативных членов опорной базы RSS-модели, представленных оригинальными уравнениями переноса, например, для k, ω, L . Подчеркнем, что отсутствие необходимых экспериментальных данных о параметрах рассматриваемых задач ввиду сложности постановки и реализации эксперимента ставит перед исследователями проблемы достоверности результатов. Поэтому в настоящей работе для возможных условий выполнено обращение к сравнению отдельных результатов применения RSS-модели другими авторами в прогнозах коаксиальных вязких потоков и сравнению с соответствующими данными, полученными при обращении к ПК ANSYS CFD. Этот путь следует рассматривать как этап опосредованного подтверждения корректности результатов, количественной и качественной оценки точности подходов, эффективности моделей и алгоритма построения численного решения определяющих уравнений задачи, суть которого изложена ниже.

Формулировка краевых условий задачи

Считаем, что геометрическая конфигурация коаксиальной зоны скважины определяется заданием формы и границ пространства (линейных размеров внешней и внутренней труб, эксцентриситеты).

Также заметим, что характерными размерами выступают: в группе *геометрических* параметров – продольная длина (L)/ширина (b) смещения центра ядра относительно продольной оси внешней трубы; в *динамической части* задачи – скорость на входе (U_0)/средняя по радиусу осевая составляющая скорости потока.

Формулировка *теплофизических свойств* связана с заданием: плотности *несущей* (капельной, *дисперсионной*) среды и материала частиц (твердой, *дисперсионной* фазы); α_p – объемной доли твердой фазы; $\mu_f = \mu_f^0$, $\lambda_f = \lambda_f^0$ – динамической вязкости и теплопроводности *дисперсионной* фазы (жидкости) соответственно; c_{pi} – удельных теплоемкостей фаз, а также других (механических, структурных) величин конкретной смеси.

Заметим, что в рассматриваемых условиях *сила межфазного взаимодействия* в основном обусловлена силой сопротивления \mathbf{FD} . Далее, согласно [1–6, 37], также принимается, что при *малых объемных долях* дисперсионной фазы *выталкивающей силой* можно пренебречь. В таком случае силу сопротивления \mathbf{FD} можно представить в виде:

$$\vec{F}_D = \frac{\rho_p f_D}{\tau_p} (\vec{v}_f - \vec{v}_p), \quad f_D = \frac{c_d}{24} \text{Re}_{fp} = 1,0 + 0,15 \text{Re}_{fp}^{0,687},$$

$$\text{при } \text{Re}_{fp} < 10^3. \quad (9)$$

Здесь f_D – степень отличия сопротивления одиночной частицы от закона Стокса. Также привлекаются другие связи, аналогично идеям, представленным в [38].

Граничные условия

В классе *внутренних* вязкостно-инерционных ламинарных и турбулентных течений в кольцевой области с аксиально расположенным ядром (смещение центров труб – $b=0$; центры – $O_2=O_1$) предполагается, что в условиях, развивающихся по пространству и *установившихся во времени* прямооточных течений на границах (Γ_i , $i=1-4$) формулируются следующие граничные условия.

Гомогенная среда

На входе (Γ_1) – $t \geq t_0$, $x=0$, $R_1 < r < R_2$: $u=U_0(r)$; $v=V_0(r)$; $w=W_0(r)$. Допускается, что входящий в межтрубное пространство поток может быть развитым (т. е. в качестве профиля осевой скорости $U_0(r)$ выбирается профиль: Пуазейля (ламинарный случай)/Прандтля–Кармана (турбулентный случай) либо однородный по сечению $u=U_0=\text{const}$, $v=0$, $w=W_0(r)$).

На выходе (Γ_4) – $t \geq t_0$, $x=L$, $R_1 < r < R_2$: $\frac{\partial \Phi_k}{\partial x} + \varepsilon \Phi_k = 0$, где $\Phi_k = \{u, v, w\}$. Учитывается, что $\varepsilon \neq 0$ (некоторое малое положительное число) только для $\Phi_k = w$.

На внешней границе кольцевой зоны (Γ_2) – $t \geq t_0$, $x \geq 0$, $r=R_2$: $u=v=w=0$.

На стенке ядра – внутренней трубы – (Γ_3) формулируются условия с заданием связей, представленных ниже.

В частности, в условиях прямооточного потока в коаксиальном канале – $t \geq t_0$, $x \geq 0$, $r=R_1$: $u=v=w=0$.

В случае режима с прямооточным течением имеем при $t \geq t_0$, $x \geq 0$, $r=R_1$: $w=0$.

Заметим, что при описании турбулентных режимов включаются соотношения, соответствующие условиям прилипания для всех пульсационных компонент вектора скорости, а также их одноточечных и двухточечных корреляционных моментов, описывающих локальные свойства турбулентных вихрей параметрами $k, \omega, \varepsilon, L$.

Гетерогенная среда

В общем случае расчета реологически сложного изотермического течения дисперсионной смеси (индексы соответствуют параметрам: жидкость « f », твердые частицы « p ») имеем следующие граничные условия.

На входе (Γ_1) – $t \geq t_0$, $x=0$, $R_1 < r < R_2$: допускаем, что распределения скоростей фаз однородны и сами фазы находятся в равновесии, т. е. $u_f=u_p=U_b$, $v_f=v_p=0$, $w_f=w_p=0$, кроме того, $\alpha_p=\alpha_b$ и $p=p_b$.

На стенках коаксиального пространства (внешняя труба Γ_2 , внутренняя труба Γ_3) принято:

условия прилипания для несущей среды – $u_f=v_f=w_f=0$; условия скольжения для дисперсионной фазы –

$$\frac{\partial u_p}{\partial r} = v_p = w_p = 0, \quad \frac{\partial \alpha_p}{\partial r} = 0.$$

На выходе (Γ_4) – $t \geq t_0$, $x=L$, $R_1 < r < R_2$: условия непрерывности течения для искомым переменных – $\frac{\partial \Phi_k}{\partial x} + \varepsilon \Phi_k = 0$, где $\Phi_k = \{u, v, w\}$, или отсутствия режима возвратного движения потока.

Детали краевых условий, формирующих сложные сдвиговые течения в рамках ПК ANSYS

При построении численного решения в ПК ANSYS его модуль *Design Modeler*, как часть *Ansys Workbench*, используется для создания специфической геометрической конфигурации объекта исследования – коаксиального канала с эксцентричным ядром типа – труба в трубе постоянного поперечного сечения. Геометрия объекта определена следующими значениями: внутренний цилиндр имеет диаметр $d=10$ см и 80%-й эксцентриситет $e(e=2b/(D-d))$ относительно внешней трубы с диаметром $D=20$ см; длина канала изменялась в диапазоне $L=8 \dots 12$ м, характерной для формирования автомодельного режима течения с 100-кратной величиной изменения гидравлического диаметра. Предварительный анализ показывает, что в рассматриваемых условиях течения смесей входная зона канала вполне достаточна для образования участка гидродинамической стабилизации. Исследования эволюции структуры на этих длинах ценно для уяснения факта влияния входных (как и со стенок) возмущений на гидродинамическую и диффузионную структуру смеси, а также установления особенностей изменений пласта, размеров отложений по

донному пространству, оценок эффектов их разрушения и последующего выноса шлама из скважины.

Решение гидродинамической части задачи требует задания следующих условий. На входе ($x=0$) имеем однородные профили для компонент вектора скорости осредненного течения и нормальных напряжений ($\overline{u'^2} = a_i k, a_1 = 0,96, a_2 = 0,48, a_3 = 0,56$), а также кинетической энергии турбулентных вихрей (k) и ее скорости диссипации (ε) ($k = 1,5Tu_0^2U_0^2, \varepsilon = 0,17 \frac{k^{1,5}}{L}$,

где Tu – интенсивность турбулентности, L – интегральный масштаб энергосодержащих вихрей, U_0 – характерная для процессов бурения скорость в области входа). На выходе ($x=L$) принято:

$\frac{\partial \phi}{\partial x} = 0$, где $\phi = U, V, W, \overline{u'_i u'_j}$. На стенках межтрубно-

го пространства в классе $k\varepsilon$ -моделей реализуются условия прилипания потока, отсутствия турбулентных пульсаций, для скорости диссипации условие

$$\varepsilon_w = 2\nu \left(\frac{\partial \sqrt{k}}{\partial r} \right)^2.$$

Особенности численного метода и алгоритма интегрирования определяющих уравнений

Решение системы уравнений, описывающих гидродинамику и массоперенос в смеси (1)–(8) с соответствующими замыкающими соотношениями, выполняется численно на основе операций и блоков, отвечающих за: построение разностной сетки расчетной области рассматриваемой задачи; детали конечно-разностной дискретизации дифференциальных уравнений, сводящей уравнения к соответствующему дискретному аналогу; формулировку системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с искомыми переменными в узловых точках расчетной сетки; решение СЛАУ итерационным методом. Подробно эти вопросы изложены в [1–5]. В частности, расчеты по итерационному алгоритму решения определяющих уравнений динамической и диффузионной частей задачи выполняются с учетом требований к реализации

критерия сходимости и точности определения локальных и интегральных параметров течения на разностных сетках, размер которых определялся достижением требуемой погрешности. Для этой цели вводится соответствующий критерий малости между решениями, получаемыми на двух последних итерациях ($m+1, m$), для полей искоемых параметров, отвечающий виду (10), (11):

$$\max_{i,j,k} \left\{ \frac{|\Phi_{i,j,k}^{m+1} - \Phi_{i,j,k}^m|}{\Phi_{i,j,k}^{m+1}} \right\} \leq \Delta_\Phi, \% \quad (10)$$

$$\Delta_\Phi = O(10^{-2}). \quad (11)$$

Для иллюстрации характера влияния вложенности сеток и оценки тенденций повышения точности расчета поля давления в сложном вязкостно-инерционном внутреннем течении ниже приведены табл. 1, 2, в которых отражены сведения о способности прогноза перепада давления в условиях ньютоновского ламинарного ($Re=800$) и турбулентного ($Re=80000$) течений в коаксиальной эксцентричной трубе с использованием алгоритма CFD и их сравнений с известными данными соответствующих аналитических решений (12), (13) [39–41], а также результатами применения критериальных связей (для ламинарного (14) и турбулентного (15) режимов), полученных с использованием специального инженерного ПО [42, 43] и представленных ниже:

$$u = \frac{\Delta p}{4\mu L} \left[R_2^2 - r^2 + \frac{R_2^2 - R_1^2}{\ln(R_2 / R_1)} \ln\left(\frac{r}{R_2}\right) \right]; \quad (12)$$

$$\bar{U} = \frac{\Delta p}{8\mu L} \left(R_2^2 + R_1^2 + \frac{R_2^2 - R_1^2}{\ln(R_1 / R_2)} \right); \quad (13)$$

$$\Delta p = \frac{\mu \bar{U} L}{0,0209(R_2 - R_1)^2}; \quad (14)$$

$$\Delta p = \frac{\rho^{0,75} \bar{U}^{1,75} \mu^{0,25} L}{1396(R_2 - R_1)^{1,25}}. \quad (15)$$

Таблица 1. Влияние размера сетки на точность расчета перепада давления при ламинарном течении

Table 1. Grid size influence on accuracy of pressure drop calculation at laminar flow

Сетка и ее расширение Grid and its extension, $H=(r^* \Theta^* x)$ – размер/size	Перепад давления, полученный в рамках расчета CFD, Δp , Па Pressure drop obtained as part of CFD calculation, Δp , Pa	Погрешность определения Δp в рамках CFD и связи (13) согласно [41], % Error of Δp determination within CFD and (13) according to [41], %	Погрешность определения Δp в рам- ках CFD и связи (14) согласно [42], % Error of Δp determination within CFD and (14) according to [42], %
$H_1=40*40*200$	0,7880606	5,2	5,1
$H_2=40*40*300$	0,7878114	5,2	5,06
$H_3=50*40*200$	0,7884978	5,3	5,15
$H_4=40*50*200$	0,7865344	5,0	4,89
$H_5=40*60*100$	0,7861123	5,0	4,84
$H_6=40*60*50$	0,7864677	5,0	4,88
$H_7=50*60*50$	0,7869135	5,1	4,94

Отметим, что в табл. 1 отражены результаты для коаксиальных труб с параметрами: $\bar{U}=0,01$ м/с, $L=10$ м, $R_2=0,1$ м, $R_1=0,06$ м, $\mu=0,001003$ кг/мс, $Re=800$ с прогнозируемым перепадом давления по критериальным

связям (13), (14) – $\Delta p=(0,7490...0,7498)$, Па. В табл. 2 при течении с параметрами $\bar{U}=1,0$ м/с, $Re=80000$ прогнозируемый перепад давления при сопоставлении с данными инженерного подхода [42, 43], связи (15) со-

ставил $\Delta p=(1175...1185)$, Па. Результаты табл. 1, 2 свидетельствуют, что указанные сетки ($H_i, i = 4-8$) в классе рассматриваемых течений при определении их интегральных параметров, например перепада поля давления с невязкой в (1...2), %, вполне уместны и

дальнейшее их расширение представляется нецелесообразным, особенно с точки зрения экономичности численных схем, эффективности вычислительного алгоритма и затрат на его реализацию.

Таблица 2. Размер сетки и точность расчета перепада давления при турбулентном режиме

Table 2. Grid size and calculation accuracy of pressure drop in turbulent flow

Сетка и ее расширение Grid and its extension, $H=(r*\Theta*x)$ – размер/size	Перепад давления, полученный в рамках расчета CFD, Δp , Па Pressure drop obtained as part of CFD calculation, Δp , Pa	Погрешность определения Δp в рамках CFD и инженерного ПО согласно [43], % Error of Δp determination within CFD and engineering software according to [43], %	Погрешность определения Δp в рамках CFD и связи (15) согласно [42], % Error of Δp determination within CFD and (15) according to [42], %
$H_6=40*60*50$	1234,213	5,0	4,15
$H_5=40*60*100$	1234,601	5,1	4,19
$H_7=50*60*50$	1228,356	4,5	3,66
$H_8=50*70*50$	1227,705	4,5	3,6

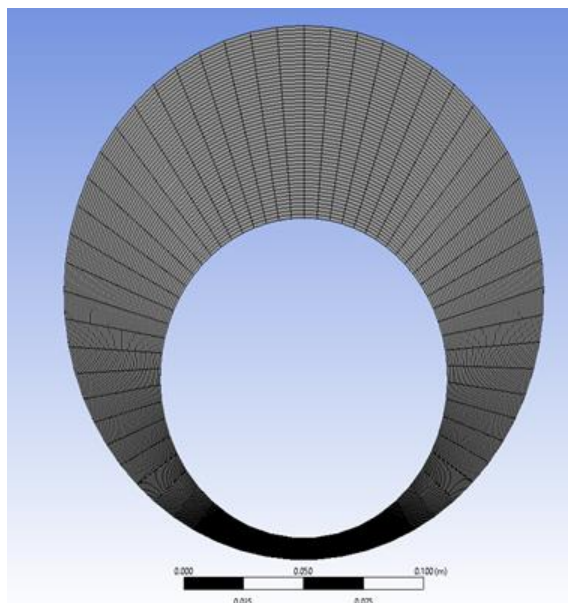


Рис. 2. Оптимальный вид разностной сетки, адаптированной к построению численного решения задачи, учитывающей тенденции поведения алгоритма, модели, метода расчета, с точки зрения соотношений «цена–качество–точность» результатов при прогнозе деталей очистки скважины от илама и его транспорта по межтрубному пространству

Fig. 2. High resolution mesh, optimized for CFD balancing computing resources vs exactness. Used in modeling the hydrodynamic well cleaning in the annulus

Опираясь на анализ сути и точности процессов по методу вложенных сеток, в работе установлено, что дальнейшее численное интегрирование определяющих уравнений предлагаемой модели оптимально на разностной сетке H_7 с общим числом узлов 137500, вид которой представлен на рис. 2. С целью иллюстрации особенностей адаптации разностной сетки к прогнозу процессов в узких пристеночных зонах высоких градиентов течения на рис. 3 приведена сетка специального вида со сгущением узлов в радиальном сечении (типа H_6). Такая сетка позволяет обеспечить попадание требуемого числа точек в область вязкого подслоя и будет вполне уместна в задачах, ориенти-

рованных на снижение затрат при построении численного решения, а также раскрытия особенностей переходных процессов в структуре турбулентного пограничного слоя и точной демонстрации гидродинамических эффектов, сопровождающих изменения пульсационной структуры в радиальных плоскостях.

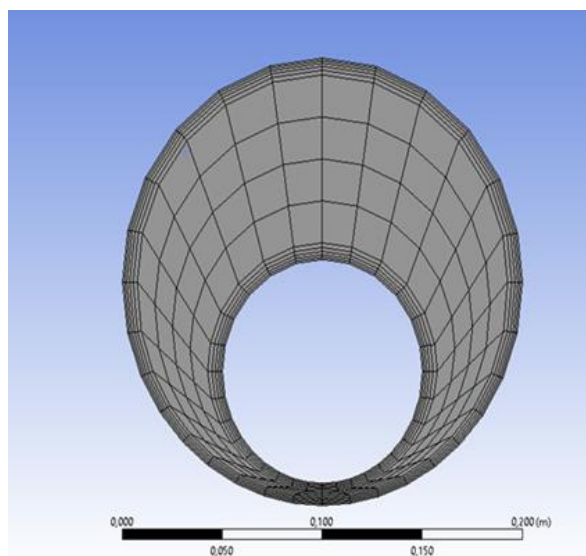


Рис. 3. Разностная сетка расчета течений в эксцентричной трубе ($e=0,8$) со сгущением узлов в пристеночных областях у внутренней и внешней труб

Fig. 3. Low resolution mesh with 80 % eccentricity. The mesh has a higher resolution near the walls

Заметим, что в пользу выбора сетки H_7 в расчетах вязких течений в эксцентричных коаксиальных трубах также говорят результаты рис. 4, где представлено распределение безразмерных значений относительного перепада давления ($\Delta p/\Delta p_0$, %) от изменений эксцентриситета (e , %). Данные рис. 4 подтверждают (например, [41, 44–46]) тенденцию снижения перепада давления с увеличением эксцентриситета ядра в условиях сохранения положений физического подобия течений (при расходе $Q=idem$).

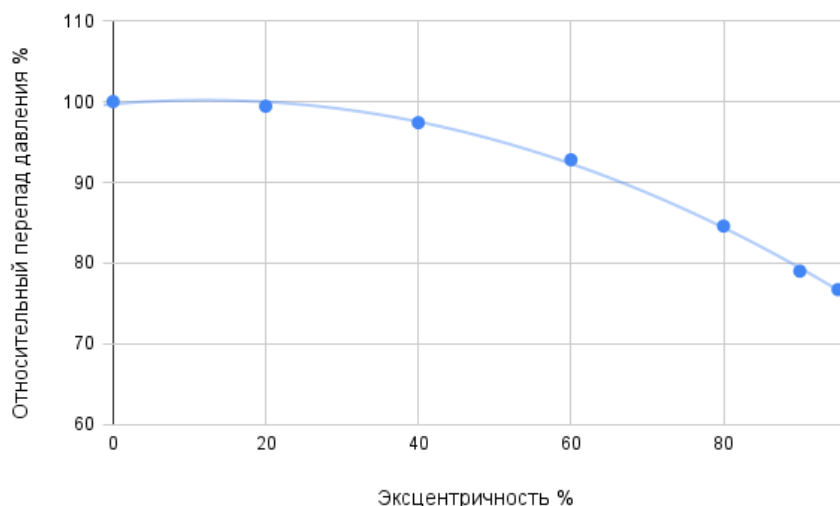


Рис. 4. Изменение безразмерного перепада давления ($\Delta p/\Delta p_0$, %) в зависимости от увеличения эксцентриситета ядра $e=2b/(D-d)$. Здесь точки отвечают настоящим расчетам течений в трубах при $Re=800$. Линия – аппроксимационная кривая результатов расчета, Δp_0 соответствует перепаду давления в осесимметричном канале, $D=2R_2$ – диаметр внешней трубы, $d=2R_1$ – диаметр внутренней трубы, b – смещение центров труб.

Fig. 4. Changes in dimensionless pressure drop ($\Delta p/\Delta p_0$, %) vs inner pipe eccentricity $e=2b/(D-d)$. Here: every point corresponds to modeling results obtained with $Re=80000$ and the line approximates the pressure drop; Δp_0 corresponds to the pressure drop in the axisymmetric channel; $D=2R_2$ is the outer pipe diameter; $d=2R_1$ is the inner tube diameter; b is the distance between pipe centers.

Хорошо известно (например, [41–46]), что на характер распределения $\Delta p/\Delta p_0$ влияют особенности изменений режима течения, реологии, физических свойств жидкости, а также параметров, определяющих геометрию канала и их комбинаций (например, R_2/R_1 и т. д.). Отсутствие достоверных экспериментальных данных при течении каплевой жидкости (воды) ставят задачу верификации полученных результатов на материале качественного их соответствия подобным процессам, выполненным другими исследователями. В этом отношении привлечение данных [41–46], отмечающих подобие изменений локальных и интегральных параметров в рассматриваемых системах, может служить частичным подтверждением корректности используемой вычислительной технологии прогноза процессов в скважинах, подхода и моделей расчета гидродинамики и массопереноса в смесях.

Рис. 5, 6 иллюстрируют факт точного численного прогноза структуры развивающегося турбулентного течения в круглой цилиндрической трубе, а также возможностей/достоинств описания нелинейных конвективно-диффузионных взаимодействий процессов переноса импульса по длине разными моделями RANS-метода (с оригинальными двухпараметрическими $k\omega$ -, $k\varepsilon$ -, kL -моделями, а также версиями RSS-модели с указанными опорными базами).

Заметим, что расчеты эволюции осредненной и пульсационной структуры течения по длине трубы и соответствующих изменений профилей поля безразмерной осевой скорости (U/U_0 , рис. 5), кинетической энергии турбулентности (рис. 6) выполнены для следующих режимных параметров: $Re=(0,1\dots 6)\cdot 10^5$, $D=0,005\dots 0,2$ м, $x_k=150\cdot D$, $Tu=(0,1\dots 10)$ %, рабочее тело – вода, воздух. Расчеты изменений структуры и сравнения с экспериментами [51, 52] приводят к следующему заключению.

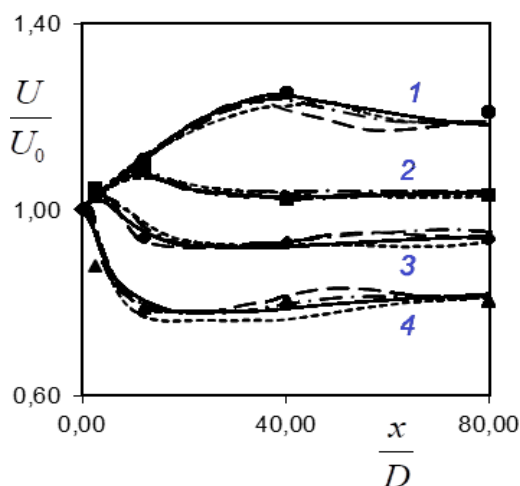


Рис. 5. Распределения осевой скорости по длине в выделенных точках по поперечной координате. Здесь линии: (—) – RSS-L [47, 48]; (— —) – RSS- ε модель Н. Сима [49] M1; (- -) – RSS- ε С. Элгобашаи [50], M2; (— · —) – M3-модели (CFD ANSYS). Обозначения: значки – эксперимент [51]: 1 – $y/R=1$ (•); 2 – 0,3 (■); 3 – 0,15 (◆); 4 – 0,05 (▲)

Fig. 5. Distribution of axial velocity along the channel axis: (—) – RSS-L [47, 48]; (— —) – RSS- ε model of N. Sima [49] M1; (- -) – RSS- ε of S. Elgobashi [50], M2; (— · —) – M3 (CFD ANSYS); — experiment [51]: 1 – $y/R=1$ (•); 2 – 0,3 (■); 3 – 0,15 (◆); 4 – 0,05 (▲)

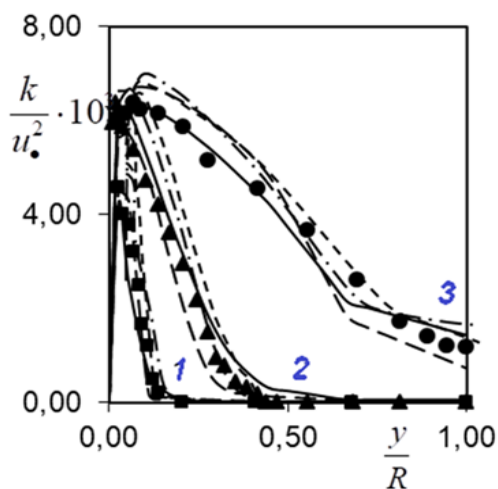


Рис. 6. Радиальные распределения безразмерной кинетической энергии турбулентности в выделенных сечениях по длине трубы x/D . Обозначения соответствуют данным длины трубы. Здесь линия – расчет, значки – эксперимент [52]: 1 – $x/D=3$ (■); 2 – 12 (▲); 3 – 41 (●); (—) – RSS-L; (---) – M1; (- -) – M2; (— · —) – M3-модель (CFD ANSYS)

Fig. 6. Radial distribution of dimensionless turbulent kinetic energy vs radius. The numbers show the position along the flow axis, lines are calculations, symbols are experiments [52]: 1 – $x/D=3$ (■); 2 – 12 (▲); 3 – 41 (●); (—) is the RSS-L model; (---) is the M1 model; (- -) is the M2 model; (— · —) is the M3 model (CFD ANSYS)

На расстояниях от входного сечения порядка $x=(30...60)D$ поток с развитой степенью турбулентности ($Tu \approx 10\%$) испытывает эффекты конвективно-диффузионного взаимодействия на оси течения (рис. 5, линия 1), свидетельствующие о стабилизации потока (наличие экстремума на линии 1). Видно, что используемые модели турбулентности (в ПК ANSYS CFD) с хорошей точностью предсказывают эти процессы. Практическая ценность этого результата сводится к заключению, что в случае подобных режимов течений в скважине при небольших эксцентриситетах ($e < 1\%$) расчет может корректно проводиться по более простым гидродинамическим моделям (например, типа пограничного слоя). Это позволит значительно сэкономить затраты построения решений о течении скважинной продукции в приближениях как гомогенных, так и гетерогенных вязких смесей. Кроме того, общие оценки вложенности сеток с целью выявления допустимой погрешности определения локальных параметров течения показали, что требуемый шаг установления по времени, обеспечивающий стабильность численного решения, составляет величину порядка 1^{-4} с. Эти данные получены при использовании компьютера Intel i7-8700 CPU (с 12 ядрами, 3,2 ГГц), для которого требовалось около 15 дней для моделирования 10 секунд времени течения смеси, что эквивалентно одной полной циркуляции потока по рассматриваемой геометрии.

Отдельные результаты расчета течений вязких сред по скважине и их обсуждение

Гомогенная среда

Предварительная работа по уяснению возможностей модели, метода расчета течений в трубах, определения путей повышения эффективности численного алгоритма, позволяет уяснить ряд эффектов, сопровождающих транспорт скважинной продукции в условиях бурения. Расчетами установлено, что в режиме турбулентного течения ($Re=80000$) в пристеночной области межтрубного пространства с размером порядка 1 мм могут применяться пристеночные функции при формулировке граничных условий для

кинетической энергии турбулентности, интегрального масштаба энергосодержащих вихрей и т. д. Эта область соответствует границам вязкого подслоя структуры пограничного слоя. Кроме того, из рис. 7 видно, что процесс стабилизации напряжения трения на поверхностях внешней (с радиусом R_2) и внутренней (с радиусом R_1) труб в верхней (линии 1, 2) и нижней частях (линии 2, 4) кольцевого межтрубного пространства начинается с $x > 5$ м для всех пристеночных зон. Причем расчеты подтверждают, что процессы переноса импульса в донной части поперечного сечения весьма близки качественно и количественно. Об этом свидетельствует совпадение расчетных линий (2, 4) изменений напряжений трения для поверхностей внешней (линия 2) и внутренней (линия 4) труб в масштабе абсолютных значений напряжений по оси ординат (рис. 7).

Характер изменений универсальной переменной y^+ по длине межтрубного пространства кольцевого эксцентричного канала в условиях, указанных аналогично рис. 7, для верхней и нижней частей поперечного сечения проиллюстрирован на рис. 8 линиями 1–4. Все обозначения аналогичны данным рис. 7.

Из рис. 8. видно, что размер области вязкого подслоя структуры турбулентного пограничного слоя в кольцевой зоне трубы соответствует условиям развивающегося течения, находится в пределах $y^+ < 10...30$. Это позволяет утверждать, что при указанных в постановке краевых условиях, характерных для реального бурения, осложняющие течение процессы седиментации частиц шлама в донной части трубы будут усиливать роль вязких эффектов, гасить турбулентные пульсации и способствовать ламинаризации потока. Такие процессы вызовут рост размера пласта отложений и будут вести к общему увеличению границ вязкого слоя. В таких условиях вполне разумным представляется использовать аппарат пристеночных функций для формулировки граничных условий параметров модели турбулентности и избежать проблем получения неустойчивого численного решения задачи.

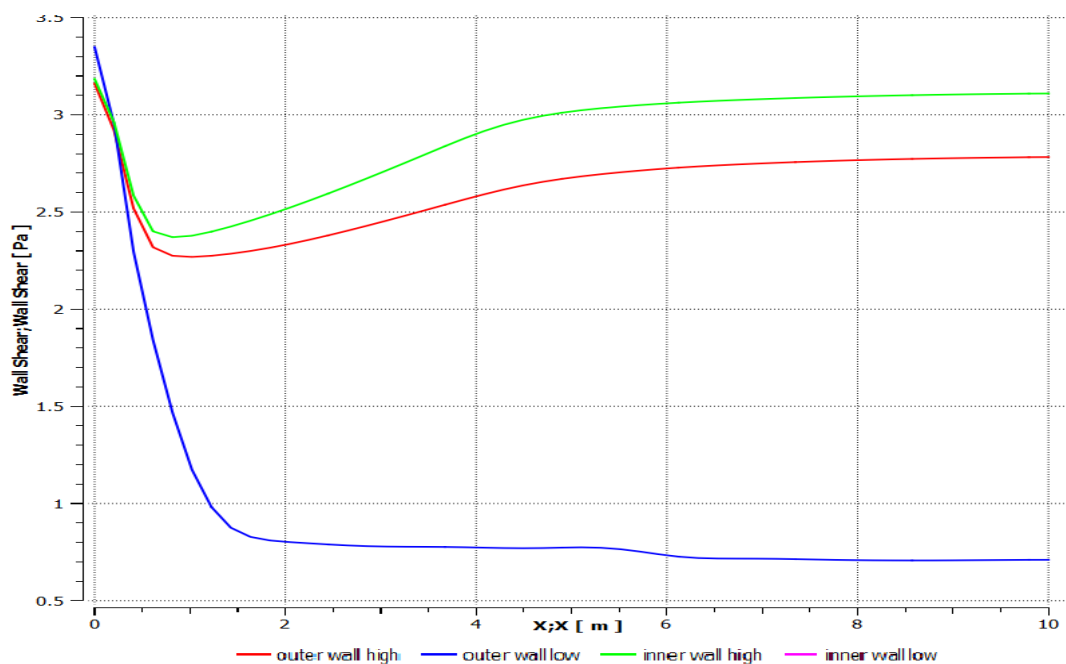


Рис. 7. Изменение напряжения трения на стенках кольцевого канала при турбулентном течении воды с параметрами: $Re=80000$; $Tu=10\%$, $L=10$ м, $R_2=0,1$ м, $R_1=0,06$ м. Здесь линии 1–4 соответствуют процессам, реализуемым на: 1 – outer wall high (стенка внешней трубы радиуса R_2 в верхней части поперечного сечения кольцевого межтрубного пространства); 2 – outer wall low (стенка внешней трубы радиуса R_2 в нижней части поперечного сечения кольцевого межтрубного пространства); 3 – inner wall high (стенка внутренней трубы радиуса R_1 в верхней части поперечного сечения кольцевого межтрубного пространства); 4 – inner wall low (стенка внутренней трубы радиуса R_1 в нижней/донной части поперечного сечения кольцевого межтрубного пространства)

Fig. 7. Changes in wall stress along the annulus walls during turbulent flow of water ($Re=80000$, $Tu=10\%$, $L=10$ m, $R_2=0,1$ m, $R_1=0,06$ m). The line names indicate their positions as follows: 1 – outer wall high (the upper wall of the outer tube); 2 – outer wall low (the lower wall of the outer tube); 3 – inner wall high (the upper wall of the inner tube); 4 – inner wall low (the lower wall of the inner tube)

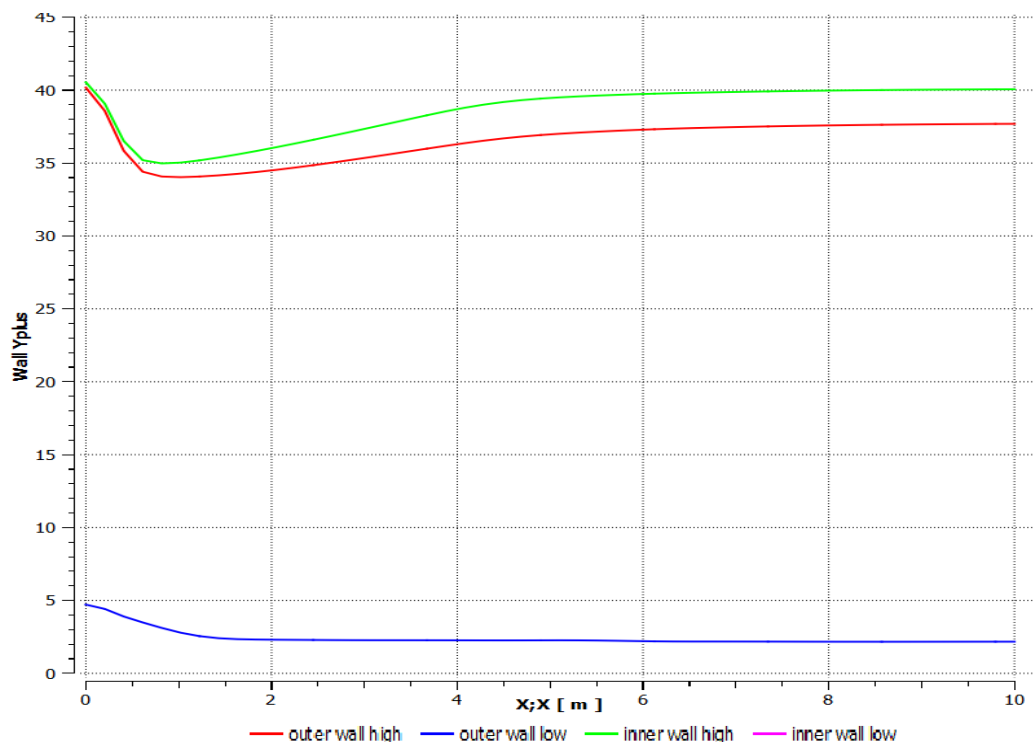


Рис. 8. Изменения универсальной переменной y^+ по длине межтрубного пространства в верхней и донной/нижней частях поперечного сечения кольцевой эксцентричной трубы. Обозначения аналогичны данным рис. 7

Fig. 8. Changes in y^+ along the walls of the annular channel. The figure legend is given in Fig. 7

Численное моделирование структуры двухфазного течения

Расчеты выполнены с учетом следующих формулировок краевых условий. На входе задается поток в условиях реального процесса бурения с массовым расходом воды (ньютоновской вязкой каплевой жидкости) порядка 23,49 кг/с, что соответствует средней скорости жидкости в 1 м/с (или 373 г/мин) и скорости частиц твердой фазы (песка) порядка 1,596 кг/с. Заметим, что такие условия соответствуют наличию 1 % объемной доли песка или бурению пласта с 20 % пористостью со скоростью 100 футов/ч, что находится в полном согласии с нормами бурения. Допускается, что турбулизация течения соответствует интенсивности турбулентности порядка 5–10 %. Указанные значения выбраны так, чтобы удовлетворить экстремальным условиям бурения, когда скорость проникновения (ROP) является относительно высокой, но скорость потока все еще является относительно низкой. Выходные условия отвечают режиму непрерывности течения. Предполагается, что стенки труб неподвижны и на них выполняются условия прилипания для всех значений гидродинамических параметров смеси. Для определения поля давления при решении уравнений Навье–Стокса использовался Phase-Connected SIMPLE алгоритм, который является обобщением SIMPLE алгоритма для многофазных потоков С. Патанкара [1–5].

Для установления особенностей процесса транспорта шлама в работе приняты допущения. В частности, расчеты динамики течения смеси выполнены с использованием идей эйлерово-эйлерова подхода и показывают, что при прохождении смесью скважины наблюдается падение давления на величину порядка 1047 фунтов на квадратный дюйм, а также наблюдается непрерывный процесс накопления шлама по всему объему кольцевого межтрубного пространства на величину порядка 2,57 %. Заметим, что такие значения находятся в удовлетворительном согласии с данными прогноза процесса и экспериментов, выполненными другими авторами (например, [53]). Кроме того, настоящие расчеты и данные анализа значений массового расхода смеси на выходе свидетельствуют о 100%-м накоплении шлама в кольцевом пространстве. Этого следует ожидать, учитывая условия течения и характер совокупного действия внешних и внутренних сил, определяющих течение смеси. Однако можно предположить, что с увеличением продолжительности течения смеси по пространству канала частицы шлама перестанут накапливаться в донной части. В таком положении физические процессы сформируют условия в скважине, при которых система сил достигнет устойчивого состояния и скорость осаждения частиц будет эквивалентна скорости транспортировки смеси.

К закономерностям рассматриваемых процессов следует отнести тенденции в изменении локальных и интегральных параметров течений и массопереноса, связанные с увеличением кольцевых, среднемассовых скоростей, возникающих в результате уменьшения живого/пропускного сечения потока из-за накопления

шлама, а также эффекты конвективно-диффузионного взаимодействия процессов переноса, интенсифицирующие разрушение пласта частиц шлама, оседающих в донной части пространства скважины. В условиях установившегося во времени и развивающегося по пространству течения указанные особенности приобретают черты регулярного процесса с характерным повторением процессов в мелкомасштабном течении, вызывая седиментацию частиц, а динамика энергосодержащих вихрей несущей среды способствует выносу дисперсной фазы из скважины. Наш анализ библиографических источников, посвященных уяснению особенностей гидродинамики и массопереносу в смеси в межтрубном пространстве скважин, позволяет утверждать, что характер эффектов весьма чувствителен к особенностям изменений реологических и теплофизических свойств вязкой смеси. Такие исследования находятся в стадии своего развития и составляют предмет перспективных исследований, важных с прикладной и фундаментальной точек зрения, с целью уяснения интенсивности движений, установленных режимов и размеров зон устойчивого транспорта частиц и их седиментации в эксцентричных областях скважин в прямооточном и закрученном потоках смеси.

Некоторые детали изменений развивающейся структуры гетерогенного потока по межтрубному пространству скважины иллюстрируют результаты, представленные на рис. 9, 10. В частности, на рис. 9 приведена картина изменения поля осредненной осевой компоненты вектора скорости жидкой фазы в отдельных радиальных плоскостях, численные значения которых учитывают особенности геометрии межтрубного пространства посредством нормирующего комплекса для независимой переменной r . Причем значения радиальных плоскостей в донной части кольцевого канала (например, линия 5) соответствует нижней области осевой симметрии внешней трубы с радиусом R_2 . Также из рис. 10 следует, что в данных условиях, подобно режиму однофазного течения (рис. 5), наблюдается стабилизация процессов переноса импульса на длинах $x > 6$ м. Причем в центральной области живого сечения (линии 1–4) сохраняются тенденции, сопровождающие развитие структуры течения с характерной перестройкой поля скорости в ядре (линии 2–4) и пристеночной области пограничного слоя (линии 1, 5). Область большого максимума на участке течения трубы $x = 2 \dots 4$ м в радиальной плоскости с линией 3 свидетельствует о завершении процесса формирования участка стабилизации, после которого поток можно считать автомодельным. Как и ожидалось, используемые модели турбулентности гарантируют точность прогноза всех деталей развивающегося течения несущей фазы в кольцевом пространстве.

На рис. 10 представлены радиальные распределения осредненной осевой компоненты вектора скорости в отдельных по длине сечениях с шагом $\Delta x = 1$ м в коаксиальной эксцентричной трубе при течении с параметрами, приведенными на рис. 9. Здесь хорошо видно, что в условиях установившегося режима течения с постоянным расходом на входе движение в ди-

стальных областях трубы ($x > 6$ м) соответствует характеру развитого течения, о чем свидетельствует тенденция к заполненности профиля скорости в верхней части поперечного сечения при относительном его ускорении (из-за снижения сил вязкости) и одновременном торможении потока в донной части кольцевого сечения (из-за роста вязкого трения). В таком нетривиальном процессе взаимодействий инерционных и вязких сил в поперечном сечении межтрубного донного пространства скважины следует ожидать интенсификации условий формирования застойной зоны, в которой будут активны процессы седиментации частиц, а также роста размеров отложений шлама. Все это приведет к тому, что со временем уменьшение накопления шлама в этих областях гидравлическими средствами станет проблематичным и потребуются операции с применением механических средств, в частности, таких как вращение трубы для удаления шлама.

В целом расчеты пульсационной структуры несущей жидкости и ее развития по стволу скважины указывают (рис. 5–10), что ее стабилизация существенно зависит от характера, структуры, размеров вихрей, имеет более протяженную зону стабилизации (до 8 м). Это позволяет говорить, что прогноз гидродинамики такой вязкой среды требует использования гибких моделей турбулентности с высокой чувствительностью к возмущениям с границ области течения и изменениям реологических и теплофизических свойств смеси. Также ниже приведены картины изменений турбулентной структуры двухфазного течения: поля осевой осредненной компоненты вектора скорости жидкой фазы (рис. 11); объемной доли дисперсной фазы (частиц песка, рис. 12) в условиях развивающегося вязкостно-инерционно-гравитационного течения по длине горизонтального участка скважины с условиями: $Re=80000$, $e=0,8$, $L=10$ м, $R_2=0,2$ м, $R_1=0,12$ м.

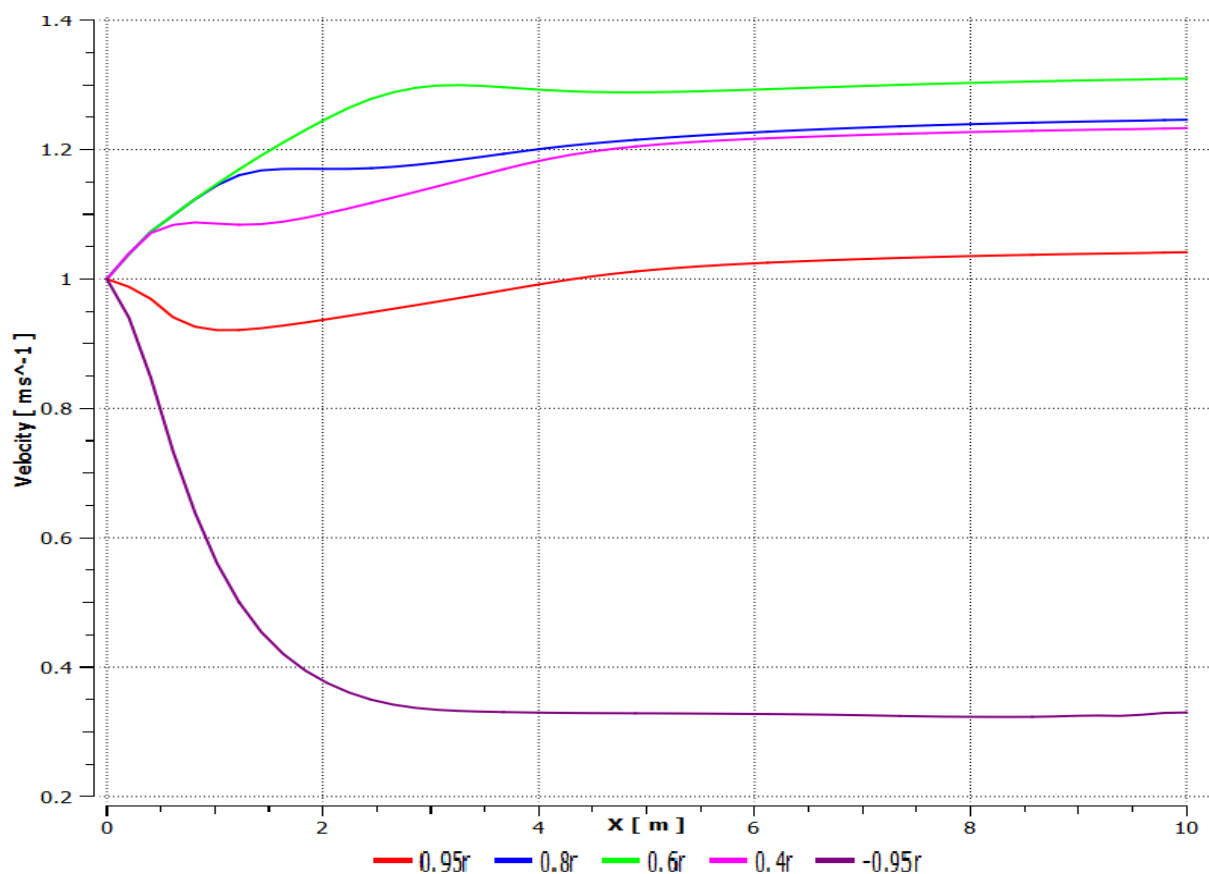


Рис. 9. Изменение осевой компоненты вектора скорости каплевой жидкости (воды) при турбулентном течении в протяженной кольцевой эксцентричной трубе в отдельных выделенных по радиусу сечениях. Здесь линии 1–5 соответствуют сечениям/цвету: 1 (красная) – $r/(b/e+R_1)=0,95$; 2 (синяя) – $0,8$; 3 (зеленая) – $0,6$; 4 (сиреневая) – $0,4$; 5 (розовая) – $(-0,95)$. Конфигурация трубы имеет параметры: $R_2=0,1$ м, $R_1=0,06$ м, эксцентриситет – $e=80$ %, смещение центров внешней и внутренних труб – $b=0,032$ м

Fig. 9. Changes in the axial component of fluid velocity (water) during turbulent flow along the annular channel axis given at different radii. Lines 1–5 correspond to 1 (red) – $r/(b/e+R_1)=0,95$; 2 (blue) – $0,8$; 3 (green) – $0,6$; 4 (violet) – $0,4$; 5 (purple) – $(-0,95)$. The geometrical parameters are $R_2=0,1$ m, $R_1=0,06$ m, eccentricity – $e=80$ %, distance between pipe centers – $b=0,032$ m

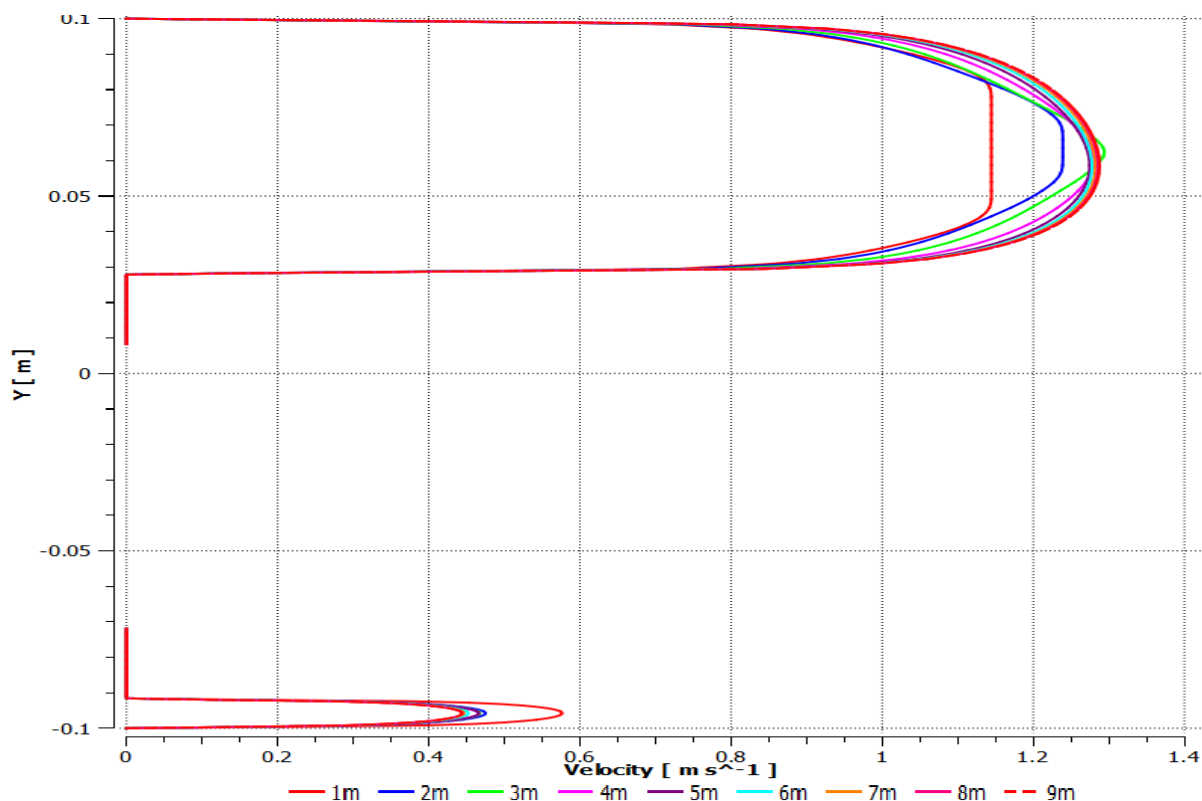


Рис. 10. Радиальные распределения осредненной осевой компоненты вектора скорости по длине кольцевой эксцентричной трубы. Расчеты выполнены в условиях течения и конфигурации канала аналогичных данным, представленным на рис. 9

Fig. 10. Radial distribution of the axial velocity component at different cross sections of the eccentric annular space. Channel geometry is the same as those given in Fig. 9

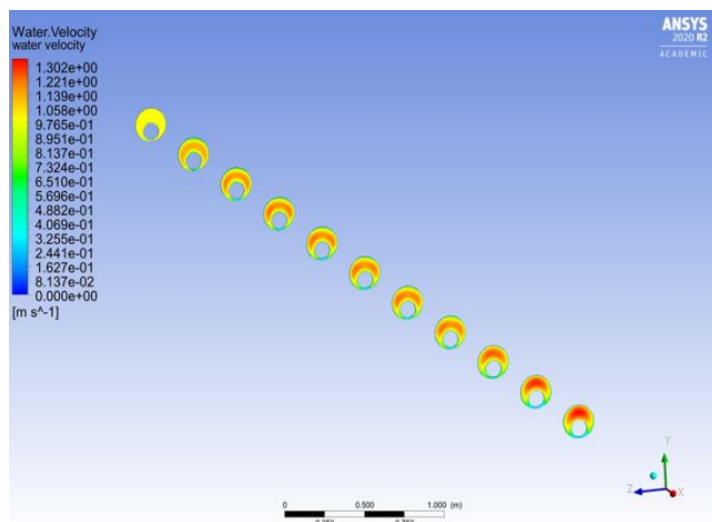


Рис. 11. Картины радиального изменения поля осевой компоненты вектора скорости каплевой жидкости (воды) в двухфазном течении по длине скважины с интервалом расположения радиальных сечений в 1 м. Расчеты выполнены для условий: $Re=80000$, $e=0,8$, $L=10$ м, $R_2=0,2$ м, $R_1=0,12$ м

Fig. 11. Patterns of the axial component of the water velocity vector of a two-phase flow given at 1-m intervals. Calculations were performed under: $Re=80000$, $e=0,8$, $L=10$ м, $R_2=0,2$ м, $R_1=0,12$ м

Из рис. 12 видно, что картины изменений поля скорости воды по мере развития течения в скважине на различных расстояниях от входа демонстрируют ее ускорение в верхней части кольцевого пространства (характерное затемнение контурных линий), а в донной области – торможение.

Из рис. 5–12 следует, что в рассматриваемых практических режимах бурения транспорт буровых смесей по скважинам с горизонтальными участками сопровождается яркими эффектами, определяемыми совокупным взаимодействием специфических внешних и внутренних сил, особенностями изменений пульсационной

структуры входящей в трубу смеси, а также геометрическими параметрами, отвечающими за смещение внутренней трубы и ее динамику в рабочем процессе (подвижность стенки, структуры дисперсной фазы и др.).

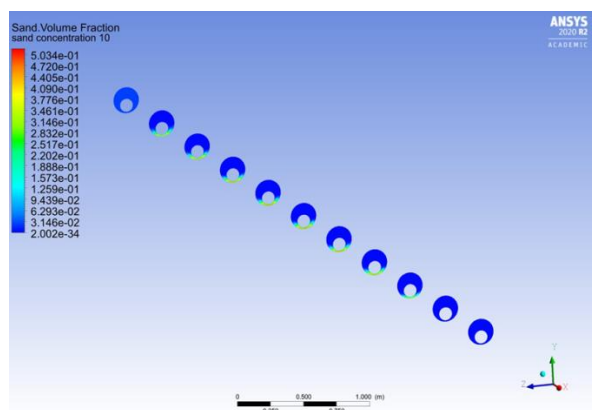


Рис. 12. Картины объемной доли дисперсной фазы (частиц песка) в условиях развивающегося вязкостно-инерционно-гравитационного течения двухфазной смеси по длине коаксиально-эксцентричного пространства горизонтального участка скважины с условиями : $Re=80000$, $e=0,8$, $L=10$ м, $R_2=0,2$ м, $R_1=0,12$ м

Fig. 12. Patterns of the volume fraction of the solid phase (sandstone particles) calculated using a transient simulation of two-phase flow of a viscous fluid acting under the influence of gravity under the following conditions: $Re=80000$, $e=0,8$, $L=10$ m, $R_2=0,2$ m, $R_1=0,12$ m

Установлено, что в подобных конфигурациях концентрация песка в кольцевом пространстве заметно снижается на участке скважина с длиной $x>6$ м (рис. 12). Последнее сопровождается существенным изменением структуры и физических свойств потока. Тогда логично допустить, что для получения картины устойчивости процессов течения и массопереноса при развитии течения завершение расчета должно отвечать контролю за полным отсутствием влияния нелинейных эффектов от изменений реологических и теплофизических свойств смеси, подстройкой пульсационной структуры течения к изменению осредненных динамических и диффузионных параметров. Последнее очень важно, т. к. в сложных сдвиговых течениях гетерогенных смесей выражены анизотропные эффекты распределений пульсаций поля скорости несущей среды. Что касается вопроса накопления шлама на стенках скважины в развивающемся потоке, то результаты показывают, что итерационный процесс за изменением локальных значений частиц твердой фазы следует заканчивать уже через несколько глобальных циклов, характеризующих проход смесью длины скважины L со скоростью U_0 с характерным гидродинамическим временем $\tau_{гд}$.

Также в настоящей работе проведены исследования по выявлению и обоснованию преимуществ эйлерово-эйлерова и эйлерово-лагранжева подходов при прогнозах структуры вязкостно-инерционных течений гетерогенных смесей в эксцентричных трубах.

С этой целью проведено моделирование рассматриваемых течений в рамках эйлерово-лагранжева подхода с привлечением уравнения к расчету траекторий сферических частиц [38] вида (16):

$$m_p \frac{\partial \vec{v}_p}{\partial t} = \vec{F}_v + \vec{F}_D + \vec{F}_{pres} + \vec{F}. \quad (16)$$

Здесь \vec{F}_v – комбинация сил плавучести и тяжести; \vec{F}_{pres} – сила градиента давления; \vec{F}_D – сила межфазного взаимодействия (сопротивления), \vec{F} – другие возможные внешние силы, например, подъемная сила Саффмэна, которыми в силу высказанных допущений можно пренебречь; индексы « p », « f » относятся к параметрам частицы и жидкости соответственно. Замыкания для (16) других параметров можно представить в виде (17)–(19), подобно (9) [38]:

$$\vec{F}_v = (\rho_p - \rho_f) \vec{g} V_p, \vec{F}_{pres} = -V_p \nabla p, \vec{F}_D = \frac{c_d \rho_f A_p}{2} |\vec{v}_f - \vec{v}_p| (\vec{v}_f - \vec{v}_p); \quad (17)$$

$$Re = \frac{\rho_f d_p |\vec{v}_f - \vec{v}_p|}{\mu_f}; \quad (18)$$

$$c_d = a_1 + \frac{a_2}{Re} + \frac{a_3}{Re^2}, \quad (19)$$

где $A_p = \frac{\pi d_p^2}{4}$ – проекция площади частиц; $V_p = \frac{1}{6} \pi d_p^3$ – объем частицы.

Наш опыт исследований двухфазных течений в скважинах показывает, что использование эйлерово-лагранжева подхода при прогнозе 10 с процесса развивающегося по пространству турбулентного течения смеси требует порядка 8 часов для расчета одного цикла. Расчеты утверждают, что при моделировании 10 секунд соответствующего течения концентрация частиц в канале составила 2,91 % (с общим числом частиц песка порядка 51797 при плотности частиц $\rho_p=2650$ кг/м³ и размером $d_p=6$ мм). В сравнении с данными расчета по эйлерово-эйлерову подходу, предсказывающему величину концентрации 2,57 %, видно, что хотя результаты находятся в ожидаемом диапазоне, отличие между ними достигает величины 11,6 %. К сожалению, отсутствие экспериментальных данных, необходимых для выполнения сравнений и установления соответствия данных теории (расчет) и опыта, не позволяет гарантированно утверждать о предпочтительной точности одного из подходов. Однако из-за своей большей универсальности считается, что эйлерово-лагранжев метод более надежен. Рис. 13 иллюстрирует картину динамики частиц в трубе.

Данные рис. 13 позволяют утверждать, что при малом количестве твердых частиц эйлерово-лагранжев подход будет предпочтителен. Но ясно, что с ростом числа частиц этот подход будет терять свои преимущества из-за громоздкости вычислений. Стоит отметить, что в любом случае оба подхода дают приемлемые результаты, коррелированные в диапазоне 12 % друг от друга. Это вполне достаточно для уяснения деталей, сопровождающих течение смеси и

транспорт шлама из скважины, согласно общим заключениям и требованиям по прогнозу интегральных свойств течений смесей. Также наши расчеты показывают, что в рамках ЭЛ подхода картина динамики частиц песка при течении смеси в кольцевой трубе (условия аналогичны данным, представленным на рис. 12) повышает информативность об особенностях изменений траекторий по длине ствола скважины. Видно, что на начальном участке при развитии поля скорости интенсифицируются эффекты, способствующие осаждению частиц на стенку. Причем эти процессы существенны на диффузионном начальном участке с толщиной δ_0 , которую можно оценить согласно [35] по связи $\frac{\delta_0}{\delta} \sim \frac{1}{Sm^{0.5}}$, где $Sm = v_f / D_{mix}$ – критерий Шмидта; $\delta = \delta(x)$ – толщина гидродинамического пограничного слоя; v_f – коэффициент кинематической вязкости жидкости; D_{mix} – эффективный коэффициент диффузии смеси. Заметим, что особенности изменения параметра δ существенно связаны с конвективно-диффузионными механизмами процесса переноса импульса в кольцевом пространстве, включают детали поведения течения в пристеночной части пограничного слоя и, особенно, в вязком подслое (данные изменений напряжения трения и универсальной переменной y^+ по рис. 6–8, 10–12).

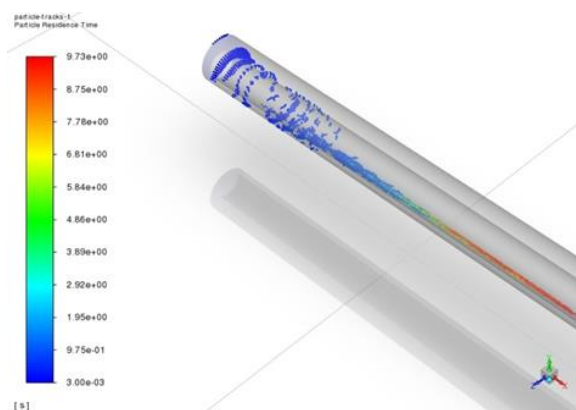


Рис. 13. Картина поведения частиц твердой фазы в развивающемся турбулентном течении на горизонтальном участке коаксиальной эксцентричной трубы. Условия течения аналогичны данным, представленным на рис. 12

Fig. 13. Pattern of behavior of solid particle positions in developing turbulent flow on horizontal section of coaxial eccentric pipe. Flow parameters are the same as given in Fig. 12

Выводы

В настоящем исследовании представлены данные численного моделирования гидродинамической и диффузионной структуры движения смеси каплевой жидкости с продуктами выработки в условиях реального процесса бурения скважин с горизонтальным участком. Эти данные позволяют осуществить прогноз нетривиальных конвективно-диффузионных, внутри- и межфазных эффектов, сопровождающих и осложняющих пространственное течение смеси бурового раствора по всей длине скважины с эксцентрич-

ным расположением бурильной трубы, и оценить не только интенсивность механизмов седиментации шлама в донной части поперечного сечения, но и предсказать размеры локальных областей с полным загромождением течения, требующих оперативной очистки. Так, прогноз особенностей изменений «тонкой» осредненной и пульсационной структуры в устойчивых вязкостно-инерционно-гравитационных ламинарных и турбулентных режимах течения смеси по модели, методу и алгоритму, определенных и реализованных в рамках CFD, следует считать вполне успешным, учитывая удовлетворительное в количественном и качественном отношении соответствие изменений локальных и интегральных свойств смеси с имеющимися экспериментальными данными. Видно, что предсказание изменений профилей падения давления, скорости, напряжений Рейнольдса, кинетической энергии турбулентности, интегрального масштаба энергосодержащих вихрей, псевдозавихренности, а также молярной вязкости в межтрубном эксцентричном пространстве, представленное в работе, позволяет в реальном процессе бурения предупредить неблагоприятные эффекты гидродинамического и диффузионного поведения смеси в кольцеобразной зоне скважины и ее донной части. В частности, результаты рис. 4–6, 9, сведения из табл. 1, 2 демонстрируют, что используемые численные методы и модели второго порядка для напряжений Рейнольдса и их выбранные опорные базы успешны для проведения прогноза полностью развитых и развивающихся течений в скважинах. Также из рис. 10, 12, 13 следует, что наличие эксцентricности ядра, отложений в кольцевом пространстве благоприятствует интенсификации течения в верхней части кольцевого пространства, накоплению шлама и росту размеров пласта продуктов буровой выработки. В таких условиях для практики ценно пожелание по организации режима течения с равномерным распределением потока в межтрубном пространстве, например, с закруткой бурильной трубы. Последнее может быть эффективно как для предотвращения условий прихвата, так и для улучшения транспорта частиц шлама по стволу скважины. Кроме того, представленные результаты полезны в прогнозах интенсивности очистки путем оптимизации изменений реологических свойств раствора за счет обращения к модели неньютоновской среды. Как известно [1–6], такие обобщения приведут к необходимости выяснения особенностей формирования потока во входной области скважины и роли входных возмущений на автомоделный режим и его размеры. Наши результаты показывают, насколько важно точное предсказание длины участка стабилизации при течении реологически сложной смеси в установившемся по времени потоке, т. к. его размеры способны уточнить корректность использования инженерных методик транспорта и очистки с автомоделным приближением и внести обоснованные обобщения на условия развития течения. Кроме того, установление степени влияния эксцентricности геометрии, концентрации шлама, силы тяжести, расхода потока на отклонение радиального распределения

скорости в кольцевой зоне от симметричного профиля способствует корректному прогнозу эффектов стагнации течения в донной части (например, рис. 13), накоплению частиц песка (рис. 12) и формированию асимметричной динамической осредненной и пульсационной, неоднородной и анизотропной структуры (рис. 10).

Детали представленного в работе численного прогноза позволяют отметить следующее.

1. Хотя эйлерово-эйлеров подход, несомненно, способен давать результаты, вполне разумные и качественно достоверно согласующиеся с многочисленными данными других исследователей, вопрос получения полностью установившегося решения для таких открытых термодинамических систем, как «внешняя среда – стенка скважины с произвольной образующей ствола с эксцентричным ядром – рабочее тело как гетерогенная смесь», не тривиален.
2. Анализ библиографических источников показывает, что в настоящее время крайне мало данных о деталях развития по пространству процесса накопления шлама, определения условий формирования устойчивого режима седиментации частиц шлама определенного размера. В встречающихся публикациях не содержится ясных сведений: какими эффектами сопровождается процесс накопления шлама; будет ли этот слой формироваться инерционными силами, как предложено в [54], или в условиях подобно процессу для трехслойных моделей [55], или же частицы оседающего слоя подвержены процессам, характерным для поведения дюны с постоянным изменением границы слоя во времени и т. п.
3. Важно подчеркнуть, что до настоящего времени подавляющее число исследований рассматриваемых проблем было сфокусировано на анализе параметров очистки, учитывающих изменение реологических свойств транспортируемой среды, скорости потока, механических условий проходки (ROP), вращения трубы, а также изменений геометрической формы, размера частиц. Однако эти параметры следует рассматривать в комплексе с процессами эволюции диффузионной и гидродинамической структур смеси в донной части горизонтальных участков скважины. Описание этих процессов осложнено особенностями взаимодействия фаз в мелкомасштабном движении, трудностями понимания эффектов, сопровождающих деформацию границ пласта. Для уяснений этих процессов требуются дальнейшие детальные исследования процессов переноса фаз в рамках точных решений определяющих уравнений подобно, например, [3–5, 8, 10, 11, 13, 15, 16, 18, 20, 25, 26, 56–64]. Это позволит инженерам оптимизировать частоту и продолжительность технологических операций бурения.
4. Наш опыт исследования рассматриваемых проблем в рамках эйлерово-эйлерова подхода позволяет отметить его следующие недостатки:

- Требуется весьма протяженное время для моделирования даже одного цикла течения смеси, например, гидродинамика 10 секундного сложного сдвигового течения смеси на ПЭВМ с указанной выше конфигурацией составляет 15 дней.
 - Подход реализован на полуэмпирических идеях. Так, замыкающие математическую модель уравнения (например, предложенные Гидаспоу, Сиамлал, Вен-Иу и другими [35, 56–59]) основаны на кинетической теории движения частиц, требующей учета многих факторов с внесением погрешностей их формулировок. Вопросы установления диапазона изменений параметров, корректности привлекаемых упрощений и допущений еще не определены и ждут своего решения. Это может составить предмет для перспективных будущих исследований. Кроме того, в комбинации с проблемами замыканий определяющих уравнений процессов переноса импульса и массы моделями RANS-метода это направление следует рассматривать как приближенное, надежное лишь в определенных условиях.
 - Необходимо учитывать, что подход адаптирован к случаям описания смеси, в которой объемная доля твердой фазы не превышает 10 % и ее следует рассматривать (подобно диспергированной каплевой жидкости) как сплошную среду.
5. Хотя эйлерово-лагранжев подход и не содержит недостатков эйлерово-эйлерова подхода, но с ростом числа частиц затраты на его реализацию существенно возрастают. Данный метод весьма трудоемкий, т. к. требуется большой объем оперативной памяти компьютера для расчёта локальных изменений траектории и положений сотни тысяч частиц. Наш опыт показывает, что на стандартных ПК предпочтителен эйлерово-лагранжев подход только для случаев течения смесей с числом частиц меньше 10^5 .

В итоге стоит подчеркнуть, что все представленные выше проблемы, сопровождающие: построение численного решения; анализ изменений полей локальных параметров ламинарных и турбулентных течений; установление закономерностей формирования участков стабилизации и интенсификации режимов транспорта песка из зон седиментации, указывают на большое влияние эффектов нелинейности внутри- и межфазных процессов переноса импульса, массы в смеси и на ее границах. Выполненные исследования осаждения и транспорта частиц дисперсной фазы в эксцентричном межтрубном пространстве подтверждают, что выбранная в рамках ПК *ANSYS CFD* технология моделирования установившихся по времени течений смесей вполне успешна. Она гарантированно воспроизводит особенности течения смеси в скважинах с горизонтальным участком и позволяет проводить эффективную очистку их отверстий в реальных условиях бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Харламов С.Н., Фатьянов Д.С. Исследование структуры турбулентного потока природного сырья в трубопроводах с секцией переменного по длине поперечного сечения конфузочно-диффузорного типа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 53–67.
2. Харламов С.Н., Фатьянов Д.С. Моделирование пространственных течений вязких сред в системе каналов с участками соединений сложной формы // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 70–88.
3. Харламов С.Н., Джангхорбани М., Филиппов К.А. Математическое моделирование и методы исследования гидродинамической очистки горизонтальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 53–73.
4. Харламов С.Н., Джангхорбани М. Численное моделирование течений вязких смесей бурового шлама и потока сырой нефти на горизонтальных участках скважин с эксцентричными буровыми трубами // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век: Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященную 150-летию акад. АН СССР И.М. Губкина и 110-летию акад. АН СССР и РАН А.А. Трофимука. Секция 2. Геология нефти и газа. Подсекция 3. Нефтегазопромысловая геология. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2021. – С. 221–224. DOI: 10.25205/978-5-4437-1248-2-221-224
5. Харламов С.Н., Джангхорбани М. Численное исследование вязкостно-инерционного ламинарного закрученного течения в круглой трубе с эксцентричным круглым ядром // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 7–21.
6. Computational Fluid Dynamics (CFD) as a tool to study cutting transport in wellbores / H.I. Bilgesu, M.W. Ali, K. Aminian, S. Ameri // The Eastern Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers. – Lexington, Kentucky, USA, October 2002. – 27 p.
7. Solid-liquid hydrodynamics in a slim hole drilling annulus / S.-M. Han, H. Young-Kyu, W. Nam-Sub, K. Young-Ju // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – V. 70. – № 3–4. – P. 308–319.
8. Mme U., Pål Skalle. CFD calculations of cuttings transport through drilling annuli at various angles // International Journal of Petroleum Science and Technology. – 2012. – V. 6. – № 2. – P. 129–141.
9. Simulation of cuttings transport with foam in deviated wellbores using computational fluid dynamics / R. Rooki, D.A. Faramarz, A. Moradzadeh, M. Norouzi // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – V. 4. – № 3. – P. 263–273.
10. Xiao-hua Z., Sun C., Tong H. Distribution features, transport mechanism and destruction of cuttings bed in horizontal well // Journal of Hydrodynamics. – 2013. – V. 25. – № 4. – P. 628–638.
11. Effect of drillpipe rotation on cuttings transport using computational fluid dynamics (CFD) in complex structure wells / S. Xiaofeng, K. Wang, T. Yan, S. Shao, J. Jiao // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – V. 4. – № 3. – P. 255–261.
12. Demiralp Yasin. Effects of drill-pipe whirling motion on cuttings transport performance for horizontal drilling. MSc thesis. – Louisiana, 2014. – 151 p.
13. Ofei T.N., Irawan S., Pao W. CFD method for predicting annular pressure losses and cuttings concentration in eccentric horizontal wells // Journal of Petroleum Engineering. – 2014. – № 4. – P. 110–120.
14. Ofei T.N., Alhemyari S.A. Computational fluid dynamics simulation of the effect of drill pipe rotation on cuttings transport in horizontal wellbores using a Newtonian fluid // International Field Exploration and Development Conference (IFEDC, Xian, China, 20–21.09.2015). – Xian: China, 2015. – P. 1–8.
15. Ofei T.N. Effect of yield power law fluid rheological properties on cuttings transport in eccentric horizontal narrow annulus // Journal of Fluids. – 2016. – V. 7. – № 3. – P. 116–124.
16. Kamyab Mohammadreza, Vamegh Rasouli. Experimental and numerical simulation of cuttings transportation in coiled tubing drilling // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 29. – P. 284–302.
17. Hole-cleaning performance comparison of oil-based and water-based drilling fluids / S. Sneha, B. Lund, J.D. Ytrehus, A. Saasen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 159. – P. 49–57.
18. Omid H., Sahraei E., Skalle P. Investigating the impact of drill-pipe's rotation and eccentricity on cuttings transport phenomenon in various horizontal annulus using computational fluid dynamics (CFD) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 156. – P. 801–813.
19. Kharlamov S.N., Kim V.Yu., Silvestrov S.I. Numerical modeling of a vortical investigation of heat transfer in fields of centrifugal mass forces in elements of the power equipment with a curvilinear wall // The 5th Proceedings of the International Forum on Strategic Technology. IFOST. – Ulsan, South Korea, October, 13–15, 2010. – Ulsan, South Korea: University of Ulsan, 2010. – P. 105–109.
20. Epelle E.I., Gerogiorgis D.I. Transient and steady state analysis of drill cuttings transport phenomena under turbulent conditions // Chemical Engineering Research and Design. – 2018. – V. 131. – P. 520–544.
21. Menter F.R. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications // AIAA Journal. – 1994. – V. 32. – № 8. – P. 1598–1605.
22. Epelle E.I., Gerogiorgis D.I. CFD modelling and simulation of drill cuttings transport efficiency in annular bends: effect of particle sphericity // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 170. – P. 992–1004.
23. Madhava S., O'Brien T.J. The derivation of a drag coefficient formula from velocity-voidage correlations // Morgantown, WV: US Department of energy, Office of Fossil Energy, NETL, 1987. – P. 1–11.
24. Gidaspow D. Multiphase flow and fluidization: continuum and kinetic theory descriptions. – Sand Diego: Academic press, 1994. – 467 p.
25. Akhshik Siamak, Majid Rajabi. CFD-DEM modeling of cuttings transport in underbalanced drilling considering aerated mud effects and downhole conditions // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 160. – P. 229–246.
26. Steady-state cuttings transport simulation in horizontal borehole annulus / Y. Ignatenko, O. Bocharov, A. Gavrillov, R. May // 37th International Conference on Ocean, Offshore Mechanics and Arctic Engineering. – USA: American Society of Mechanical Engineers. Digital Collection, 2018. – № 51296 (V008T11A051). – 12 p.
27. Prospects of RANS models with effects multiparameter at modeling of complex non-isothermal flows of viscous media in devices with any configuration of surface / S.N. Kharlamov, V.Yu. Kim, S.I. Silvestrov, R.A. Alginov, S.A. Pavlov // Proc. of the 6th International Forum on Strategic Technology. – Heilongjiang, Harbin, China, 2011. – V. 2. – P. 787–791. DOI: 10.1109/IFOST.2011.6021139.
28. Numerical prediction of flow behavior of cuttings carried by Herschel-Bulkley fluids in horizontal well using kinetic theory of granular flow / Pang Boxue, Shuyan Wang, Guodong Liu, Xiaoxue Jiang, Huilin Lu, Zhenjie Li // Powder Technology. – 2018. – V. 329. – P. 386–398.
29. Effect of orbital motion of drill pipe on the transport of non-Newtonian fluid-cuttings mixture in horizontal drilling annulus / Pang Boxue, Shuyan Wang, Xiaoxue Jiang, Huilin Lu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 174. – P. 201–215.
30. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. – М.: Наука, 1987. – Т. 1. – 464 с.
31. Kharlamov S.N., Kudelin N.S., Dedeyev P.O. Hydrodynamic, heat and acoustic processes modelling in transport of rheologically complex viscous media technology in pipelines // XVIII International Scientific Symposium in Honour of Academician M.A. Usov. – Tomsk, Russia, 2014. – P. 1–6.
32. Launder B.E. On the computation of convective heat transfer in complex turbulent flows // Journal of Heat Transfer. – 1988. – V. 110. – P. 1112–1128.
33. Глушко Г.С. Дифференциальное уравнение для масштаба турбулентности и расчет турбулентного пограничного слоя на плоской пластине. Турбулентное течение. – М.: Наука, 1970. – С. 34–44.
34. Chien W.L., Lien F.S., Leschziner M.A. Computational modelling of turbulent flow in turbomachine passage with low-re two-equation models // Computational Fluid Dynamics. – 1994. – V. 1. – P. 517–524.
35. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.

36. Miloshevich H. Modelling of two-phased turbulent flows in jets with burning particles and phase transition in them // Proceedings of the 4th European CFD conference. – Athens, Greece, 1998. – V. 1. – Pt. 1. – P. 175–179.
37. Ди Джачинто, Сабетта Р., Пива К. Эффекты двустороннего взаимодействия в газовых потоках с неплотным множеством частиц // Теоретические основы инженерных расчетов. – 1982. – Т. 104. – № 3. – С. 122–131.
38. Morsi S.A., Alexander A.J. An investigation of particle trajectories in two-phase flow systems // Journal of Fluid Mechanics. – 1972. – V. 55. – № 2. – P. 193–208.
39. Happel J., Brenner H. Low Reynolds number hydrodynamics with special applications to particular media. – New Jersey: Prentice-Hall, 1965. – 553 p.
40. Piercy N.A.V., Hooper M.S., Winney H.F. Viscous flow through pipes with cores // Journal of science. – 1933. – V. 15. – P. 647–676.
41. Шищенко Р.И., Есьман Б.И., Кондратенко П.И. Гидравлика промысловых жидкостей. – М.: Недра, 1976. – 294 с.
42. Boyun G., Liu G. Applied drilling circulation systems: hydraulics, calculations and models. – Burlington: Gulf Professional Publishing, 2011. – 272 p.
43. Pressure drop in piping elements. Software-Factory Schmitz, Schifferstadt, Germany. URL: <http://www.druckverlust.de/Online-Rechner> (дата обращения 15.02.2022).
44. Effects of drill string eccentricity on frictional pressure losses in annuli / D. Vahid, Y. Ma, Z. Li, T. Geng, M. Yu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 187. – № 106853. – P. 1–12.
45. Подрябинкин Е.В. Моделирование течений ньютоновских и неньютоновских жидкостей в цилиндрическом зорре: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. Новосибирск, 2014. – 28 с.
46. Accurate predictions of velocity profiles and frictional pressure losses in annular YPL-fluid flow / H. Yahya, M. Yu, S. Miska, S. Shirazi, R. Ahmed // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2014. – V. 53. – № 6. – P. 355–363.
47. Kharlamov S.N., Alginov R.A. Specific aspects of turbulent flow separation in nodes and junctions of pipelines // XVIII International Scientific Symposium in Honour of Academician M.A. Usov. – Tomsk, Russia, 2014. – P. 1–6. DOI: 10.1088/1755-1315/21/1/012038.
48. Kharlamov S.N., Alginov R.A. Engineering approaches' progress in calculation of inhomogeneous turbulence in pipelines // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, 2010. – V. 2. – P. 798–805.
49. Сима Н. Модель напряжений Рейнольдса для течения в пристеночных областях с низкими числами Рейнольдса // Теоретические основы инженерных расчетов. – 1988. – № 4. – С. 241–252.
50. Elghobashi S., Prud'homme M. Prediction of wall bounded turbulent flows with an improved Reynolds-Stress Model // Proceedings of the IV Symposium on Turbulent Shear Flows. – Karlsruhe, 1983. – P. 1.7–1.12.
51. Барбин Д. Турбулентное течение на начальном участке гладкой трубы // Техническая механика. – 1963. – № 1. – С. 34–41.
52. Grutzner H. Beitrage zur theoretischen und experuncntellen Untersuchung der Turbulenz. – Berlin: Akademik-Verlag, 1976. – 135 p.
53. Simulation of transient cuttings transportation and ECD in wellbore drilling / S.S. Costa, S. Stuckenbruck, S.A. Fontoura, A.L. Martins // Europec/EAGE Conference and Exhibition. – Italy, Rome, 2008 June 9 (OnePetro). – 11 p.
54. Gavignet A.A., Sobey I.J. Model aids cuttings transport prediction // Journal of Petroleum Technology. – 1989. – V. 41. – № 9. – P. 916–921.
55. Nguyen Desmond, S.S. Rahman A three-layer hydraulic program for effective cuttings transport and hole cleaning in highly deviated and horizontal wells // SPE/IADC Asia Pacific Drilling Technology. – Malaysia, Kuala Lumpur: Society of Petroleum Engineers, 1996. – P. 1–15.
56. Ding Jianmin, Gidaspow D. A bubbling fluidization model using kinetic theory of granular flow // AIChE journal. – 1990. – V. 36. – № 4. – P. 523–538.
57. Kinetic theories for granular flow: inelastic particles in Couette flow and slightly inelastic particles in a general flowfield / C.K.K. Lun, S.Br. Savage, D.J. Jeffrey, N. Chepurnyy // Journal of fluid mechanics. – 1984. – V. 140. – P. 223–256.
58. Gidaspow D., Bezburuah R., Ding J. Hydrodynamics of circulating fluidized beds: kinetic theory approach // Conference №920502-1. Department of Chemical Engineering. Illinois Institute of Technology. – Chicago, USA, 1991. – 360 p.
59. Esch T., Menter F.R. Heat transfer predictions based on two-equation turbulence models with advanced wall treatment // Turbulence, Heat and Mass Transfer. – 2003. – № 4. – P. 633–640.
60. Assessment of numerical methods for estimating the wall shear stress in turbulent Herschel–Bulkley slurries in circular pipes / D. Mehta, A.K.T. Radhakrishnan, J.B. van Lier, F.H.L.R. Clemens // Journal of Hydraulic Research. – 2021. – V. 59. – № 2. – P. 196–213.
61. Мельник И.А., Харламов С.Н. К вопросу гидродинамического моделирования процессов восходящей миграции реологически сложных неоднородных флюидов из глубинных подземных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 24–37.
62. Харламов С.Н., Джангхорбани М. Модели расчета процессов очистки нефтегазовых скважин от бурового шлама // Вестник Российской академии естественных наук (Западно-Сибирское отделение). – 2020. – Вып. 23. – С. 28–37.
63. Oney E., Van Oort E. Modeling the effects of drill string eccentricity, pipe rotation and annular blockage on cuttings transport in deviated wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – Т. 79. – № 103221. – P. 101–112.
64. Numerical study of parameters affecting pressure drop of power-law fluid in horizontal annulus for laminar and turbulent flows / F. Hicham, A. Hadjadj, A. Haddad, T.N. Ofei // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – V. 9. – № 4. – P. 3091–3101.

Поступила 20.04.2022 г.

Информация об авторах

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

Джангхорбани Мехран, аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 504.61:532.542:536.252

NUMERICAL PREDICTION OF FLOW OF VISCOUS DRIP LIQUID MIXTURE WITH SOLID PARTICLES IN INLET FIELD OF ECCENTRIC ANNULAR TUBES AND CLEANING THEM FROM SLUDGE

Sergey N. Kharlamov¹,
kharsn@mail.ru

Janhorbani Mehran¹,
mehr.janghorbani@gmail.com

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

The relevance of the research is determined by the need to understand the features of the hydrodynamics of viscous flows in the annular space between drillpipes and wellbore including changes in the shape of the cross section and wall surfaces; to detail intra- and interfacial processes of momentum and mass transfer during the flow of dispersed media with complex rheology in the fields of action of specific internal and external forces in annular eccentric pipes; to establish the capabilities of models, approaches, methods for predicting the evolution of the structure of the flow of mixtures; to develop practical recommendations for personnel on effective wellbore cleaning.

The aim of the research is to study, within the framework of CFD methods, the features of the three-dimensional laminar and turbulent flow of a mixture of drilling fluid with solid particles in the coaxial and eccentric inlet area of the well, as well as to establish the patterns of complex viscous flow accompanying the transport of cuttings along the wellbore and cleaning its horizontal sections.

Methodology is dominated by the approaches of complex physical-mathematical and computer modeling of processes in the mechanics of homogeneous and heterogeneous continua, widely tested on internal complex viscous flows, as well as successfully validating and verifying the results under appropriate conditions and close to the flow regimes, heat and mass transfer, performed by other authors on the analysis of technological processes of drilling and cleaning wells.

Results. The paper introduces the critical analysis of the current state of the problems of computer modeling of cuttings transport processes in drilling technologies. The features and effects formed by the presence of rotation of the drill pipe, which affect the structure of the flow, are noted. The authors have formulated in detail the problem of hydrodynamics and mass transfer of a turbulent spatially developing dispersed flow of a liquid with solid particles of cuttings in coaxial eccentric pipes of arbitrary rheology, as well as methods for studying it. The paper introduces the remarks on the formalism of the closures of the constitutive equations of the model in the framework of CFD. Calculations revealed the patterns of changes in local and integral parameters of flows and mass transfer associated with an increase in the annular, mass-average velocities resulting from a decrease in the free flow cross section due to the accumulation of cuttings. The trends towards regularization of the effects that create the cleaning are determined. The features of changes in the structure of a complex flow of a mixture in the framework of the Euler-Eulerian and Euler-Lagrangian approaches are disclosed. In conclusion, proposals for engineering prediction of flows in the horizontal section of the well are presented. The applied value of the results is determined by the possibility of making a number of generalizations that eliminate uncertainties caused by taking into account the details of the geometric and hydrodynamic configurations of the problem, as well as using the parameters of real drilling and cleaning modes.

Key words:

Well, drilling, rotation, modeling, hydrodynamics, rheology, annular flows, transport, cleaning.

REFERENCES

1. Kharlamov S.N., Fatyanov D.S. Investigation of natural raw materials turbulent flow structure in pipelines at confuser-diffuser section. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 8, pp. 53–67. In Rus.
2. Kharlamov S.N., Fatyanov D.S. Simulation of viscous media spatial flows in the system of channels with sections of complex form junctions. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 5, pp. 70–88. In Rus.
3. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Filippov K.A. Mathematical modeling and research methods of horizontal wells hydrodynamic cleaning. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 8, pp. 53–73. In Rus.
4. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Chtislennoe modelirovanie tekhnicheskikh smesey burovogo shlama i potoka syrovoy nefi na gorizontalnykh uchastkakh skvazchin s ekstsentrichnymi burilnyimi trubami [Numerical modeling of the currents of viscous mixtures of drilling sludge and the flow of crude oil on horizontal sections of wells with eccentric drilling pipes]. *Novye vyzovy fundamentalnoy i prikladnoy geologii nefi i gaza – XX vek. Materialy Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh, posvyashchennoy 150-letiyu akademika AN SSSR I.M. Gubkina i 110-letiyu akademika AN SSSR i RAN AA. Trofimuka. Sec.2. Geologiya nefi i gaza. Pogsec. 3. Neftepromyslovaya geologiya* [New challenges of fundamental and applied geology of oil and gas – XXI century. Materials of the All-Russian Scientific Conference with the participation of foreign scientists, dedicated to the 150th anniversary of I.M. Gubkin, the Academy of Sciences of the USSR and the 110th anniversary acad. AA. Trofimuk. Section 2. Geology of oil and gas. Subsection 3. Oil and gas geology]. Novosibirsk, CPI NSU, 2021. pp. 221–224. DOI: 10.25205/978-5-4437-1248-2-221-224
5. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Numerical simulation of viscous – inertial laminar swirling flow in a circular tube with an eccentric round core. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 7–21. In Rus.
6. Bilgesu H.I., Ali M.W., Aminian K., Ameri S. Computational Fluid Dynamics (CFD) as a tool to study cutting transport in wellbores. *SPE Eastern Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers*. Lexington, Kentucky, USA, October, 2002. 27 p.
7. Han Sang-Mok, Young-Kyu Hwang, Nam-Sub Woo, Young-Ju Kim. Solid-liquid hydrodynamics in a slim hole drilling annulus. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, vol. 70, no. 3–4, pp. 308–319.
8. Uduak M., Skalle P. CFD calculations of cuttings transport through drilling annuli at various angles. *International Journal of Petroleum Science and Technology*, 2012, vol. 6, no. 2, pp. 129–141.
9. Roooki Reza, Faramarz Doulati Ardejani, Ali Moradzadeh, Mahmood Norouzi. Simulation of cuttings transport with foam in deviated wellbores using computational fluid dynamics. *Journal of*

- Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4, no. 3, pp. 263–273.
10. Zhu Xiao-hua, Chao Sun, Hua Tong. Distribution features, transport mechanism and destruction of cuttings bed in horizontal well. *Journal of Hydrodynamics*, 2013, vol. 25, no. 4, pp. 628–638.
 11. Sun Xiaofeng, Kelin Wang, Tie Yan, Shuai Shao, Jianjun Jiao. Effect of drillpipe rotation on cuttings transport using computational fluid dynamics (CFD) in complex structure wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4, no. 3, pp. 255–261.
 12. Demiralp Yasin. *Effects of drill-pipe whirling motion on cuttings transport performance for horizontal drilling*. MSc thesis. Louisiana, 2014. – 151 p.
 13. Ofei T.N., Irawan S., Pao W. CFD method for predicting annular pressure losses and cuttings concentration in eccentric horizontal wells. *Journal of Petroleum Engineering*, 2014, no. 4, pp. 110–120.
 14. Ofei T.N., Alhemyari S.A. Computational fluid dynamics simulation of the effect of drill pipe rotation on cuttings transport in horizontal wellbores using a Newtonian fluid. *International Field Exploration and Development Conference (IFEDC)*. Xian, China, 2015. pp. 1–8.
 15. Ofei T.N. Effect of yield power law fluid rheological properties on cuttings transport in eccentric horizontal narrow annulus. *Journal of Fluids*, 2016, vol. 7, no. 3, pp. 116–124.
 16. Kamyab Mohammadreza, Vamegh Rasouli. Experimental and numerical simulation of cuttings transportation in coiled tubing drilling. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 29, pp. 284–302.
 17. Sneha S., Lund B., Ytrehus J.D., Saasen A. Hole-cleaning performance comparison of oil-based and water-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 159, pp. 49–57.
 18. Omid H., Sahraei E., Skalle P. Investigating the impact of drill-pipe's rotation and eccentricity on cuttings transport phenomenon in various horizontal annuluses using computational fluid dynamics (CFD). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 156, pp. 801–813.
 19. Kharlamov S.N., Kim V.Yu., Silvestrov S.I. Numerical modelling of a vortical investigation of heat transfer in fields of centrifugal mass forces in elements of the power equipment with a curvilinear wall. *The 5th Proc. of the International Forum on Strategic Technology. IFOST*. Ulsan, South Korea, 2010. Ulsan, South Korea, University of Ulsan, October, 13–15, 2010, pp. 105–109.
 20. Epelle E.I., Gerogiorgis D.I. Transient and steady state analysis of drill cuttings transport phenomena under turbulent conditions. *Chemical Engineering Research and Design*, 2018, vol. 131, pp. 520–544.
 21. Menter F.R. Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications. *AIAA Journal*, 1994, vol. 32, no. 8, pp. 1598–1605.
 22. Epelle E.I., Gerogiorgis D.I. CFD modelling and simulation of drill cuttings transport efficiency in annular bends: effect of particle sphericity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 170, pp. 992–1004.
 23. Syamlal Madhava, O'Brien T.J. *The derivation of a drag coefficient formula from velocity-voidage correlations*. Technical Note. Morgantown, WV, US Department of energy. Office of Fossil Energy, NETL, 1987. pp. 1–11.
 24. Gidaspow D. *Multiphase flow and fluidization: continuum and kinetic theory descriptions*. Sand Diego, Academic press, 1994. 467 p.
 25. Akhshik Siamak, Majid Rajabi. CFD-DEM modeling of cuttings transport in underbalanced drilling considering aerated mud effects and downhole conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 160, pp. 229–246.
 26. Ignatenko Y., Bocharov O., Gavrilov A., May R. Steady-state cuttings transport simulation in horizontal borehole annulus. *37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. USA, American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2018. No. 51296 (V008T11A051), 12 p.
 27. Kharlamov S.N., Kim V.Yu., Silvestrov S.I., Alginov R.A., Pavlov S.A. Prospects of RANS models with multi-parameter effects at simulation of complex non-isothermal flows of viscous media in devices with any configuration of surface. *The 6th Proc. of the International Forum on Strategic Technology (IFOST-2010)*. Harbin, China, August 22–24, 2011. Vol. 2, pp. 787–791.
 28. Pang Boxue, Shuyan Wang, Guodong Liu, Xiaoxue Jiang, Huilin Lu, Zhenjie Li. Numerical prediction of flow behavior of cuttings carried by Herschel-Bulkley fluids in horizontal well using kinetic theory of granular flow. *Powder Technology*, 2018, vol. 329, pp. 386–398.
 29. Pang Boxue, Shuyan Wang, Xiaoxue Jiang, Huilin Lu. Effect of orbital motion of drill pipe on the transport of non-Newtonian fluid-cuttings mixture in horizontal drilling annulus. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 201–215.
 30. Nigmatulin R.I. *Dinamika mnogofaznykh sred* [Dynamics of multiphase media]. Moscow, Nauka Publ., 1987. Vol. 1, 464 p.
 31. Kharlamov S.N., Kudelin N.S., Dedeyev P.O. Hydrodynamic, heat and acoustic processes modelling in transport of rheologically complex viscous media technology in pipelines. *XVIII International Scientific Symposium in Honour of Academician M.A. Usov*. Tomsk, Russia, 2014. pp. 1–6.
 32. Launder B.E. On the computation of convective heat transfer in complex turbulent flows. *Journal of Heat Transfer*, 1988, vol. 110, pp. 1112–1128.
 33. Glushko G.S. *Differentsialnoe uravnenie dlya masshtaba turbulentsnosti i raschet turbulentnogo pogrannichnogo sloya na ploskoy plastine* [Differential equation for turbulence scale and calculation of turbulent boundary layer on flat plate]. *Turbulentnye techeniya* [Turbulent flows]. Moscow, Nauka Publ., 1970. pp. 34–44.
 34. Chien W.L., Lien F.S., Leschziner M.A. Computational modelling of turbulent flow in turbomachine passage with low-Re two-equation models. *Computational Fluid Dynamics*, 1994, vol. 1, pp. 517–524.
 35. Bubenchikov A.M., Kharlamov S.N. *Matematicheskie modeli neodnorodnoy anizotropnoy turbulentnostivo vnutrennikh sistemakh* [Mathematical models of inhomogeneous anisotropic turbulence at the internal flows]. Tomsk, Tomsk State University of Publ. House, 2001. 448 p.
 36. Miloshevich H. Modelling of two-phased turbulent flows in jets with burning particles and phase transition in them. *Proceedings of the 4th European CFD conference*, Athens, Greece, 1998, vol. 1, Pt. 1, pp. 175–179.
 37. Di Giacinto, Sabetta R., Piva C. Effekty dvukhstoronnego vzaimodeistviya v gazovykh potokakh s neploym mnozhestvom chastits [Effects of two-way interaction in gas flows with a loose set of particles]. *Teoreticheskie osnovy inzhenernykh raschetov*, 1982, vol. 104, no. 3, pp. 122–131.
 38. Morsi S.A., Alexander A.J. An investigation of particle trajectories in two-phase flow systems. *Journal of Fluid Mechanics*, 1972, vol. 55, no. 2, pp. 193–208.
 39. Happel J., Brenner H. *Low Reynolds number hydrodynamics with special applications to particular media*. New Jersey, Prentice-Hall, 1965. 553 p.
 40. Piercy N.A.V., Hooper M.S., Winney H.F. Viscous flow through pipes with cores. *Journal of science*, 1933, vol. 15, pp. 647–676.
 41. Schischenko R.I., Esmen B.I., Kondratenko P.I. *Gigravlika promyvochnykh zshidkostey* [Hydraulics of washing fluids]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 294 p.
 42. Boyun G., Liu G. *Applied drilling circulation systems: hydraulics, calculations and models*. Burlington, Gulf Professional Publishing, 2011. 272 p.
 43. *Pressure drop in piping elements*. Software-Factory Schmitz, Schifferstadt, Germany. Available at: <http://www.druckverlust.de/Online-Rechner> (accessed 15 February 2022).
 44. Vahid D., Ma Y., Li Z., Geng T., Yu M. Effects of drill string eccentricity on frictional pressure losses in annuli. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 187, no. 106853, pp. 1–12.
 45. Podryabinkin E.V. *Modelirovaniye techeniy nyutonovskikh i ne-nyutonovskikh zhidkostey v tsilindrisheskom zazore*. Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Simulate flows of Newtonian and non-Newtonian fluids in a cylindrical gap. Cand. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 2014. 28 p.
 46. Hashemian Yahya, Mengjiao Yu, Stefan Miska, Siamack Shirazi, Ramadan Ahmed. Accurate predictions of velocity profiles and frictional pressure losses in annular YPL-fluid flow. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2014, vol. 53, no. 6, pp. 355–363.
 47. Kharlamov S.N., Alginov R.A. Specific aspects of turbulent flow separation in nodes and junctions of pipelines. *XVIII International Scientific Symposium in Honour of Academician M.A. Usov*. Tomsk, Russia, 2014. pp. 1–6.

48. Kharlamov S.N., Alginov R.A. Engineering approaches' progress in calculation of inhomogeneous turbulence in pipelines. *Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow, Russia, 2010. Vol. 2, pp. 798–805.
49. Sima N. Model napryazheniy Reynoldsa dlya techeniya v pristenochnykh oblastiakh s nizkimi chislami Reynoldsa [Reynolds stress model for flow in wall regions with low Reynolds numbers. Theoretical foundations of engineering calculations]. *Teoreticheskie osnovy inzhenernykh raschetov*, 1988, no. 4, pp. 241–252. In Rus.
50. Elghobashi S., Prud'homme M. Prediction of wall bounded turbulent flows with an improved Reynolds-Stress Model. *Proceedings of the IV Symposium on Turbulent Shear Flows*. Karlsruhe. 1983. pp. 1.7–1.12.
51. Barbin J. Turbulentnoe techenie na nachalnom uchastke gladkoy trubyy [Turbulent flow in the initial section of smooth pipe]. *Tekhnicheskaya mekhanika*, 1963, no. 1, pp. 34–41.
52. Grutzner H. *Beitrage zur theoretischen und experuncntellen Untersuchung der Turbulenz* [Contributing to the theoretical and expert investigation of turbulence]. Berlin, Akademik-Verlag, 1976. 135 p.
53. Costa S.S., Stuckenbruck S., Fontoura S.A., Martins A.L. Simulation of transient cuttings transportation and ECD in wellbore drilling. *Europec/EAGE Conference and Exhibition*. Italy, Rome, 2008, June 9 (OnePetro). 11 p.
54. Gavignet A.A., Sobey I.J. Model aids cuttings transport prediction. *Journal of Petroleum Technology*, 1989, vol. 41, no. 9, pp. 916–921.
55. Nguyen Desmond, Rahman S.S. A three-layer hydraulic program for effective cuttings transport and hole cleaning in highly deviated and horizontal wells. *SPE/ADC Asia Pacific Drilling Technology*. Malaysia, Kuala Lumpur, Society of Petroleum Engineers, 1996. 15 p.
56. Ding Jianmin, Gidaspow D. A bubbling fluidization model using kinetic theory of granular flow. *AIChE journal*, 1990, vol. 36, no. 4, pp. 523–538.
57. Lun C.K.K., Savage S.Br., Jeffrey D.J., Chepurny N. Kinetic theories for granular flow: inelastic particles in Couette flow and slightly inelastic particles in a general flowfield. *Journal of fluid mechanics*, 1984, vol. 140, pp. 223–256.
58. Gidaspow D., Bezburuah R., Ding J. Hydrodynamics of circulating fluidized beds: kinetic theory approach. *Conferernce no. 920502-1. Department of Chemical Engineering*. Chicago, USA, Illinois Institute of Technology, 1991. 360 p.
59. Esch T., Menter F.R. Heat transfer predictions based on two-equation turbulence models with advanced wall treatment. *Turbulence, Heat and Mass Transfer*, 2003, no. 4, pp. 633–640.
60. Dhruv Mehta, Adithya K.T. Radhakrishnan, Van Lier J.B., Clemens F.H.L.R. Assessment of numerical methods for estimating the wall shear stress in turbulent Herschel–Bulkley slurries in circular pipes. *Journal of Hydraulic Research*, 2021, vol. 59, no. 2, pp. 196–213.
61. Melnik I.A., Kharlamov S.N. To the problem of hydrodynamic modeling of processes of upward migration of rheologically complex inhomogeneous fluids from deep underground reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 4, pp. 24–37. In Rus.
62. Kharlamov S.N., Janghorbani M. Models for calculation of oil and gas well cleaning processes from drilling sludge. *Bulletin of the Russian Academy of Natural Sciences (West Siberian Branch)*, 2020, Iss. 23, pp. 28–37. In Rus.
63. Oney E., Van Oort E. Modeling the effects of drill string eccentricity, pipe rotation and annular blockage on cuttings transport in deviated wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, vol. 79, no. 103221, pp. 101–112.
64. Hicham F., Hadjadj A., Haddad A., Ofei T.N. Numerical study of parameters affecting pressure drop of power-law fluid in horizontal annulus for laminar and turbulent flows. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, no. 4, pp. 3091–3101.

Received: 20 April 2022.

Information about the authors

Sergey N. Kharlamov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Janhorbani Mehran, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 553.261:553.21:553.24.065:553.241.8

СИДЕРИТ МОРСКИХ ООИДОВЫХ ЖЕЛЕЗНЯКОВ БАКЧАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК ИНДИКАТОР СПЕЦИФИЧЕСКОГО ЛИТОГЕНЕЗА

Рудмин Максим Андреевич,
rudminma@tpu.ru

Максимов Прокопий Николаевич,
pnm1@tpu.ru

Калинина Наталья Андреевна,
kalininatalia58@gmail.com

Синкина Екатерина Андреевна,
vea@tpu.ru

Рубан Алексей Сергеевич,
ruban@tpu.ru

Мазуров Алексей Карпович,
akm@tpu.ru

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

Актуальность. Рассматриваются условия формирования сидерита в обстановке накопления морских железняков Бакчарского месторождения. Генезис месторождений морских железняков, включая их взаимосвязь с другими месторождениями полезными ископаемыми, долгое время остаётся дискуссионной научной проблемой. Формирование сидерита в условиях накопления ооидовых железняков является слабо изученным вопросом на предмет источников углерода и металлов, процессов мобилизации и транспортировки, а также условий и кинетики его концентрирования.

Основная цель работы заключалась в исследовании происхождения и эволюции сидерита как основного минерала цемента ооидовых железняков для оценки критериев рудообразующих процессов при формировании месторождений на примере мелпалеогенового Бакчарского месторождения в Западной Сибири.

Методы: классическая оптическая микроскопия, сканирующая электронная микроскопия (СЭМ) с локальным энергодисперсионным анализом (ЭДС), микрокриотермометрический анализ, Рамановская спектроскопия и изотопная масс-спектрометрия. Получены следующие основные выводы. Сидерит в ооидовых железняках имеет две основные разновидности, которые различаются морфологией, химическим и изотопным составом, флюидными включениями вследствие различных источников углерода и условий концентрирования. Сидерит первой разновидности образуется за счет мобилизации метановых флюидов гидротермальной природы. Сидерит второй разновидности – за счёт карбонатообразования на морском дне. Аутигенные минеральные ассоциации цемента ооидовых железняков в маломощных интервалах мощностью от 2 до 6 м маркируют смену геохимических зон от метановой через сульфидную (сульфат-метановая транзитная зона) до железистой (зона редукции железа). Слои с подобной вертикальной зональностью *in situ* минералов, представленной со-нахождением сидерита, филлосиликатов, гидротермита и редких сульфидов, являются проксимальными зонами, которые указывают на периоды интенсивной разгрузки металлодержащих флюидов.

Ключевые слова:

Сидерит, ооидовые железняки, источники углерода, изотопный состав, газожидкие включения, Западная Сибирь.

Введение

Сидерит – это карбонатный минерал, который пользуется распространением от докембрийских отложений до современных осадков [1–3]. Он используется как индикатор палеообстановок осадконакопления, поскольку различные физико-химические условия образования отражаются в морфологии, химическом и изотопном составе сидерита [4–6]. Сидерит – один из основных карбонатных минералов как фанерозойских ооидовых железняков [7], так и докембрийских железистых кварцитов [8–11]. Также сидерит образуется в осадочных слоях, через которые мобилизуются углеводородные и метановые сипы [12–16]. В фанерозойских ооидовых железняках сидерит в большинстве месторождений является цементом пород [7, 17–19] в ассоциации с глинистым матриком. Железняки пред-

ставляют собой хомогенные породы с содержанием валового железа более 20 %, состоящие преимущественно из железистых ооидов, пелоидов и реже онкоидов [20]. Генезис сидерита при накоплении месторождений ооидовых железняков является слабо изученной проблемой на предмет источников углерода и металлов, процессов мобилизации и транспортировки, а также условий и кинетики его концентрирования.

Морские ооидовые железняки в геологической истории характерны для ордовика, силура, девона, юры, мела и палеогена [18, 20, 21], при этом современные аналоги слабо изучены [22–26]. В настоящее время остаются открытыми вопросы генезиса ооидовых железняков, которые включают дискуссионные как нептунические [27–34], так и плутонические [19, 35–44] теории образования месторождений.

Цель работы заключается в исследовании происхождения и эволюции сидерита как основного минерала цемента ооидовых железняков для оценки критериев главных геологических процессов формирования месторождений на примере мел-палеогенового Бакчарского месторождения в Западной Сибири.

Геологическая позиция месторождения

Объектом исследования является крупнейшее Бакчарское месторождение, которое расположено в Томской области, в 200 км от г. Томска [43, 45–47]. Месторождение является рудным объектом уникального Западно-Сибирского железорудного бассейна, который простирается вдоль восточного и юго-восточного обрамления Западно-Сибирской плиты (рис. 1, А). Ресурсы железа в контуре бассейна оцениваются более чем в 400 млрд т по породам с содержанием валового железа более 30 % [45].

Осадочная толща Бакчарского месторождения является репрезентативным разрезом рудного бассейна (рис. 1, А) и состоит из верхнемеловых (ипатовская, славгородская, ганькинская) и палеогеновой (люлин-ворская) свит, которые вмещают три основных и два потенциальных горизонта ооидовых железняков (рис. 1, Б). Палинологические и макрофаунистиче-

ские исследования верхнемеловых и кайнозойских отложений Бакчарского месторождения приведены в ряде работ российских авторов [45, 50, 51] и определяют стратиграфическое положение свит и железорудных горизонтов. Формирование железоносных осадков в пределах этого бассейна происходило на протяжении около 40 млн лет от турона до эоцена [45]. Оруденение залегает на глубинах от 160 до 250 м и имеет общую мощность около 80...90 м (рис. 2). Осадочные слои состоят из песчаников, алевролитов, глин с горизонтами ооидовых железняков [19, 43, 44] и глауконитовых пород [52–54], а также локальными линзами гравелитоподобных отложений.

Минералы железняков и вмещающих пород месторождения подразделяются на детритовые и аутигенные [19, 45, 46]. Аутигенные минералы представлены гидрогетитом, бертьерином, аутигенным монацитом [55], иллитом, шамозитом, нонтронитом, глауконитом, сидеритом, пиритом, а также грейгитом, пиррогином, баритом, вюрцитом, галенитом и другими редкими минералами, такими как церрусит, акантит и пр. [43]. В группу детритовых минералов входят кварц, полевые шпаты, циркон, ильменит, магнетит, монацит, эпидот, амфиболы и т. д.

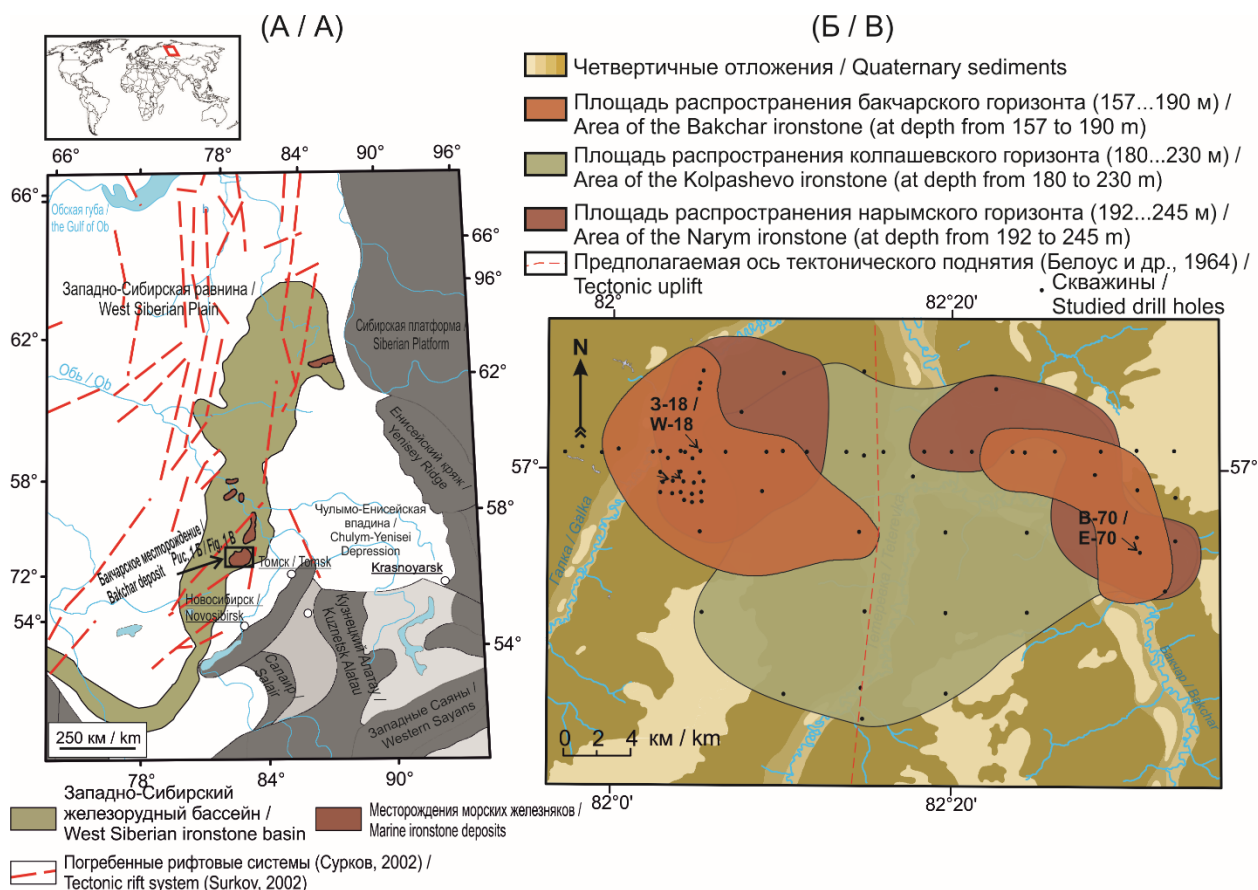


Рис. 1. (А) Схема размещения Западно-Сибирского железорудного бассейна и Бакчарского месторождения и (Б) схематическая геологическая карта Бакчарского месторождения с проекцией железоносных горизонтов на дневную поверхность по [45, 48, 49] с изменениями и дополнениями

Fig. 1. (A) Location map of the Bakchar deposit and the West Siberian iron ore basin in Russia with rift systems in the West Siberia according to and (B) simplified geological map of the Bakchar marine ironstone deposit showing drill hole positions [45, 48, 49]

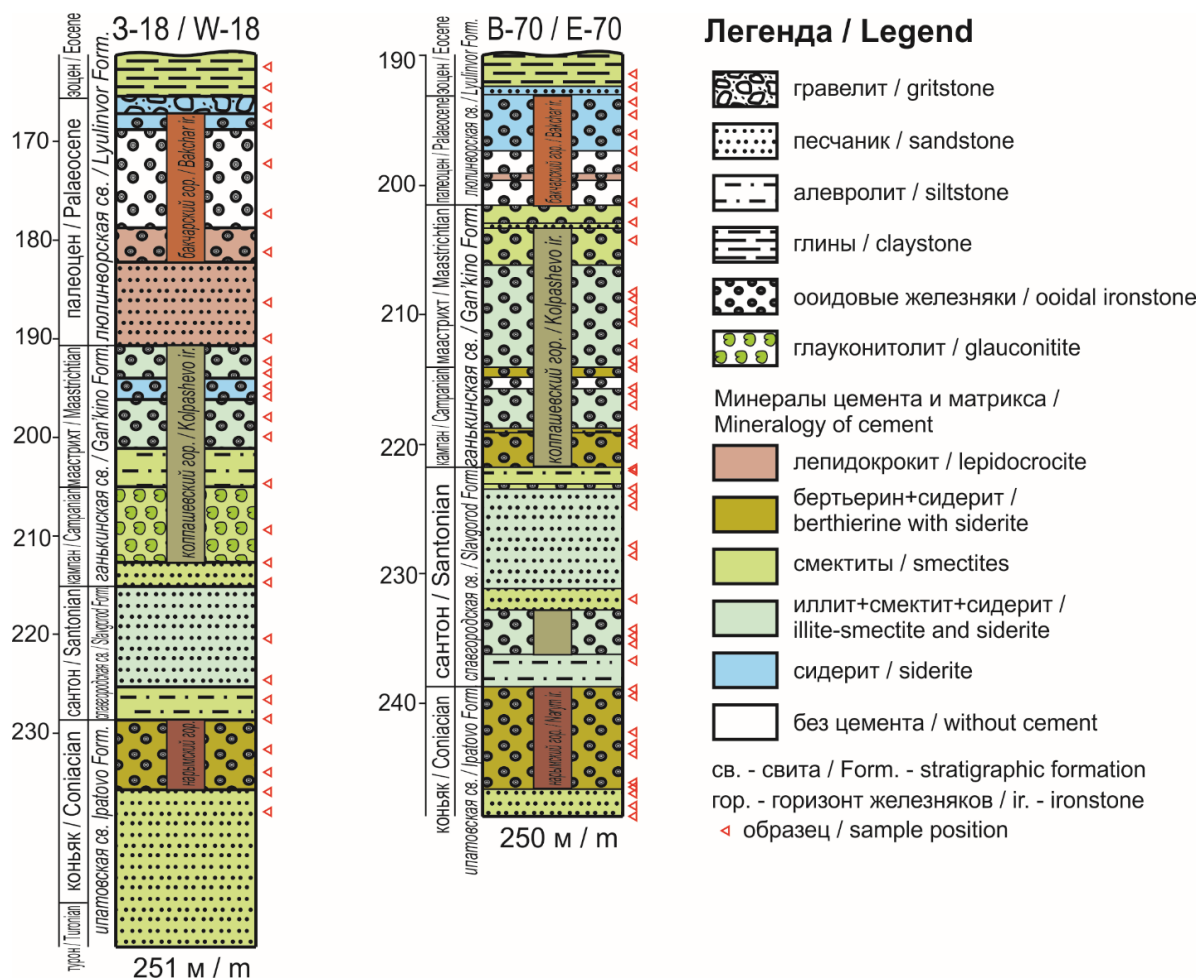


Рис. 2. Литостратиграфические колонки по двум детально изученным скважинам 3-18 и В-70 [43] Бакхарского месторождения (местоположение скважин см. на рис. 1, Б), показывающие стратиграфическое положение рудных горизонтов и изучаемых проб

Fig. 2. Lithostratigraphic columns representing two drilling wells, W-18 and E-70 [43], through the Bakchar iron ore deposit (for locations see in Fig. 1, B), with stratigraphic details, occurrence of ironstones, and sample positions

Материал и методика исследования

Для аналитических исследований использовались образцы из керна скважин (рис. 2), отобранные с различных интервалов. Наиболее детально были изучены скважины 3-18 и В-70 (условные названия) с восточного и западного участков, соответственно, с шагом отбора образцов через рудовмещающую толщу от 1 до 2 м. В остальных скважинах исследовались интервалы керна, выделенные после предварительного макроскопического описания. Аналитические работы включали следующие методы: классическая оптическая микроскопия, сканирующая электронная микроскопия (СЭМ) с локальным энергодисперсионным анализом (ЭДС), микрокриотермометрический анализ, Рамановская спектроскопия и изотопная масс-спектрометрия.

СЭМ проводилась для полированных шлифов, брикет-шашек и отдельно взятых минеральных фракций с использованием сканирующего электронного микроскопа TESCAN VEGA 3 SBU, оснащенного детектором для рентгенофлуоресцентного энергодисперсионного анализа (ЭДС) OXFORD X-Max 50 с Si/Li кристаллическим детектором. Ускоряющее

напряжение для СЭМ съемки и анализа было 20 кВ с интенсивностью тока зонда в вариациях 3,5...12,2 нА. Всего методом СЭМ было изучено более 135 проб.

Микрокриотермометрические исследования флюидных включений проводились с использованием криотермокамеры Lincam THMSG 600 (Великобритания), совмещенной с оптической микроскопом Carl Zeiss Axio A1, позволяющей производить измерения температур фазовых переходов в интервале от -196 до +600 °С и наблюдать за ними при увеличениях до 500X. При достижении предполагаемых диапазонов фазовых переходов шаг нагрева снижался до 0,1 °С/мин при точностях измерений 0,2 и 0,5 °С для криометрии и термометрии, соответственно. В результате реализации комплексных анализов было найдено множество газожидких включений (ГЖВ) в сидерите, выполнена их систематизация, определены температуры их гомогенезации. Всего было исследовано около 40 препаратов из образцов железняков Бакхарского месторождения.

Состав газообразной фазы включений определялся методом Раман-спектроскопии с использованием спектрометра Thermo Scientific Fisher DXR2 при

длине волны лазера 785 нм и мощности 20...25 мВт. Спектры получали в течение 9...15 с в диапазоне 0...3300 см⁻¹ с трехкратным накоплением.

Состав стабильных изотопов углерода и кислорода был изучен в 36 образцах карбонатсодержащих пород месторождения. Порошкообразные образцы растворяли в фосфорной кислоте при 70 °С с использованием Gasbench II, соединенного с масс-спектрометром Thermo Finnigan Five Plus. Значения изотопов углерода и кислорода нормировались относительно стандартов «Vienna Pee Dee Belemnite» – VPDB (NBS19 и LSVEC). Воспроизводимость была проверена повторным анализом лабораторных стандартов и составляла ±0,07 ‰ (1σ) как для анализа изотопов углерода, так и для анализа изотопов кислорода.

Результаты

Морфология сидерита

Основным карбонатным минералом ооидовых железняков Бакчарского месторождения выступает сидерит, в редких случаях определяется марганцевый и кальциевый сидерит. Сидерит представлен двумя основными морфо-

логическими разновидностям (рис. 3): (1) сплошной или прожилковый цемент и (2) агрегаты, включая конкреции, или отдельные кристаллы в цементе.

Сидерит первой разновидности (сидерит-I/siderite-I) образует цемент с хлоритами (бертьерин, шамозит) и смектитом (нонtronит), в котором сидерит занимает не менее 50 % цемента (рис. 3). Сидеритовый цемент формируется из скоплений кристаллов размером около 10 мкм в ширину (рис. 3, А, Б). В некоторых интервалах сидеритовый цемент имеет отличительную «прожилковую» структуру в виде параллельно направленных и «ветвящихся» или «струйных» форм (рис. 3, Г). Ширина сидеритовых «струй»/«прожилков» варьирует от 10 до 140 мкм (рис. 3, Г). Такой сидерит образует цемент также с хлоритами (бертьерин, шамозит) и смектитом (нонtronит) или иллит-смектитом. В отдельных интервалах подобный цемент замещает первично гетитовые ооиды с образованием сидеритовых ооидов. В цементе с сидеритом первой разновидности образуются в виде включений аутигенные минералы, такие как пирротин, грейгит, вюрцит (рис. 3, Г), редко барит и галенит.

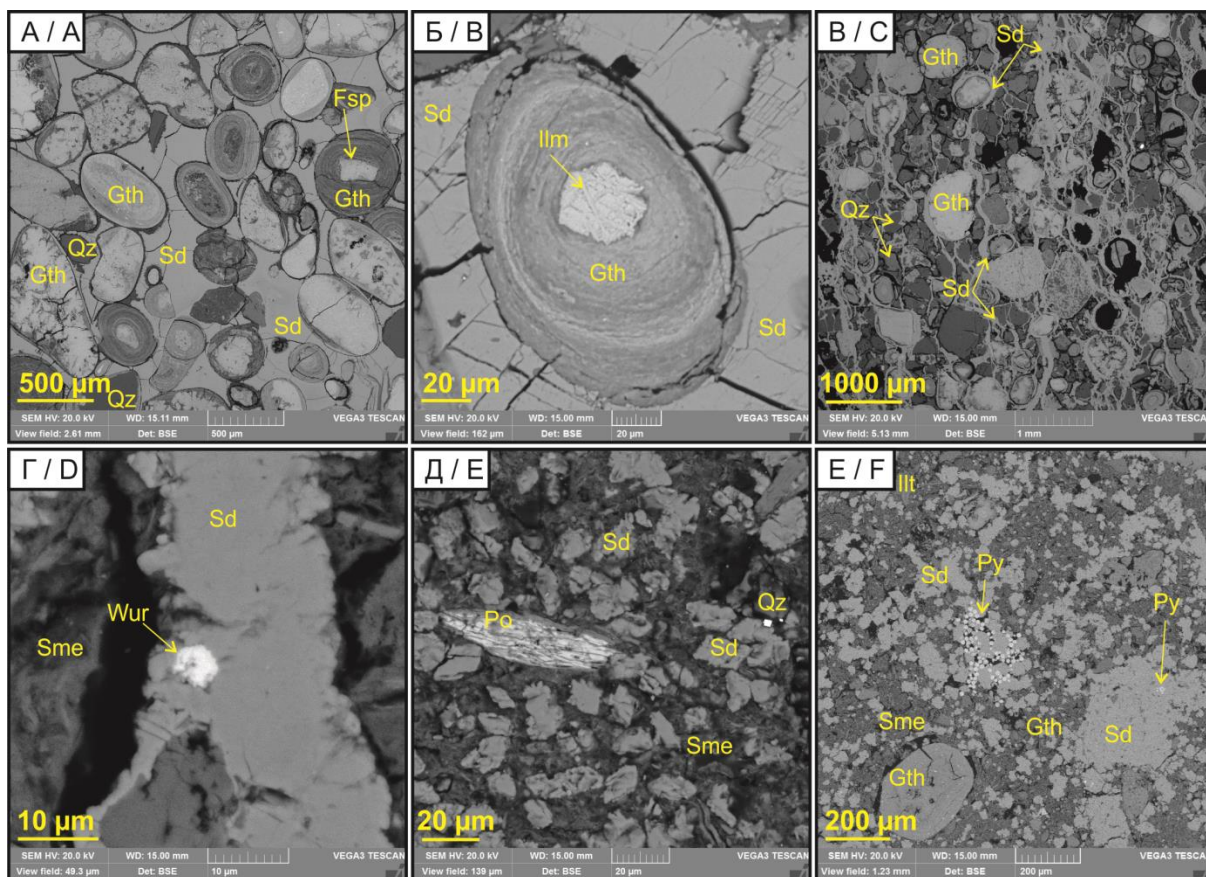


Рис. 3. СЭМ-снимки сидерита в железняках месторождения: (А, Б) сплошной сидеритовый цемент (сидерит-I), (В, Г) прожилковидная структура сидерита (сидерит-I) с микровключениями вюрцита, (Д) массивные включения сидерита среди смектитового матрикса с агрегатами пирротина, (Е) ассоциация сидерита (сидерит-II) и фрамбоидального пирита среди смектитового матрикса. Gth – гетит, Ilm – ильменит, Ilr – иллит и иллит-смектит, Py – пирит, Po – пирротин, Sd – сидерит, Sme – смектиты, Wur – вюрцит, Qz – кварц

Fig. 3. SEM images of siderite in ironstones of Bakchar deposit: (A, B) massive siderite cement (siderite-I), (C, D) veinlet structure of siderite cement (siderite-I), (E) siderite impregnations within the smectite matrix with pyrrhotite aggregates, (F) association of siderite and framboidal pyrite in a smectite matrix. Gth – goethite, Ilm – ilmenite, Ilr – illite and illite-smectite, Py – pyrite, Po – pyrrhotite, Sd – siderite, Sme – smectite group, Wur – wurtzite, Qz – quartz

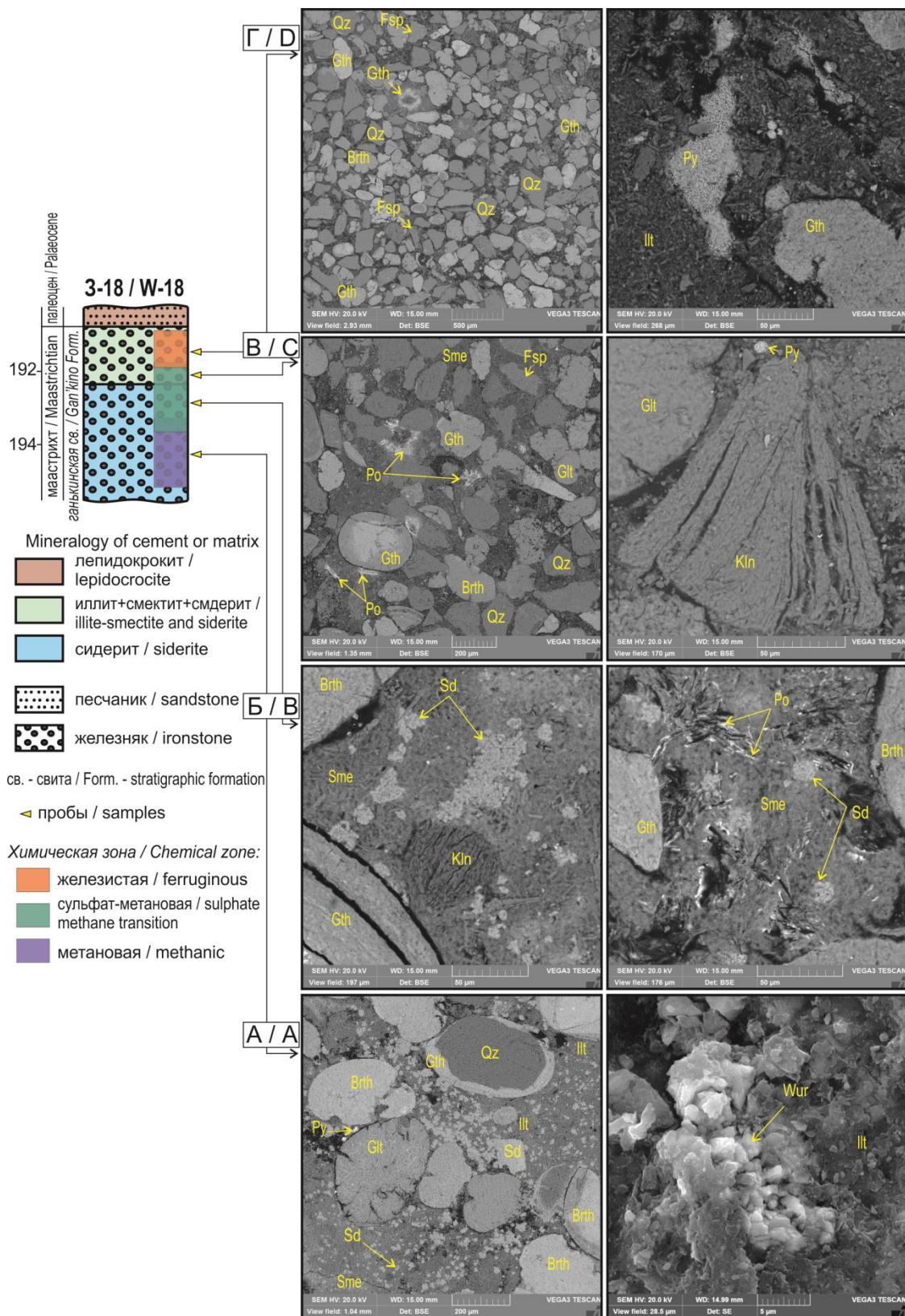


Рис. 4. Интервал разрез от 194,5 до 191,5 м скважины 3-18 и СЭМ-снимки ассоциации *in situ* минералов: (А) иллит+сидерит+вурцит, (Б) иллит+каолинит+сидерит+пирротин+грейгит, (В) иллит+каолинит+пирит, (Г) иллит+каолинит+гидрогетит. Brth – бертьерин, Glt – глауконит, Gth – гётит, Ill – иллит и иллит-сметит, Kln – каолинит, Py – пирит, Po – пирротин, Sd – сидерит, Sme – смектиты, Wur – вурцит, Qz – кварц

Fig. 4. Thick interval (from 194,5 to 191,5 m) of W-18 borehole and SEM images, which demonstrate different association of *in situ* minerals: (A) illite+siderite+wurtzite, (B) illite+kaolinite+siderite+pyrrhotite+greigite, (C) illite+kaolinite+pyrite, (D) illite+kaolinite+hydrogoethite. Brth – berthierine, Glt – glauconite, Gth – goethite, Ill – illite and illite-smectite, Kln – kaolinite, Py – pyrite, Po – pyrrhotite, Sd – siderite, Sme – smectites, Wur – wurtzite, Qz – quartz

Сидерит второй разновидности (сидерит-II/siderite-II) формируется среди иллит-сметитового или смектитового (монтмориллонит, сапонит, нонтронит) матрикса в виде отдельных агрегатов, таких как скопления (рис. 3, Е), конкреции, отдельные вкрапления (рис. 3, Д). Кристаллы в скоплениях или вкраплениях имеют размеры от 5 до 40 мкм в длину. Включения могут иметь равномерное распределение в пространстве между ооидами, пелоидами и обломками. Конкреции встречаются редко в виде эллипсообразных или сферических форм с размером от 50 до 200 мкм в диаметре. Среди аутигенных минералов с сидеритом этой разновидности могут встречаться фрамбоиды пирита (рис. 3, Е), редко галенит, вюрцит, пирротин (рис. 3, Д).

Минеральные ассоциации с сидеритом

Вертикальная зональность в разрезе месторождения отмечается в смене *in situ* минералов в некоторых участках на интервалах мощностью около 2 м (подошва люлинворской свиты, подошва ганькинской свиты, кровля ипатовской свиты). Так, в скважине 3-18 в интервале глубин от 194,5 до 191,5 м прослеживается смена минеральных ассоциации цемента (рис. 4) ооидовых железняков в следующей последовательности (снизу вверх): иллит+сидерит+вюрцит, иллит+каолинит+сидерит+пирротин+грейгит, иллит+каолинит+фрамбоидальный пирит, иллит+каолинит+гидрогётит. Слои с пиррогином содержат каолинит, который отмечается в виде отдельных агрегатов (рис. 4, Б, В).

Химический состав сидерита

Карбонатные минералы в железняках Западной Сибири характеризуются следующими вариациями химического состава (%): FeO_(общ) 40,9...72,0; MnO 0,3...11,4; MgO 0,5...6,6; CaO 0,2...5,5; а также примеси Si, Al, P. Сидерит первой разновидности отличается относительно «чистым» составом и состоит преимущественно из FeCO₃ фазы. Химический состав сидерита первой разновидности следующий (%): FeO_(общ) 46,0...72,0; MnO до 1,8; MgO до 2,3; CaO до 1,5. Сидерит второй разновидности имеет вариации кальцитовой, доломитовой, родохрозитовой и сидеритовой составляющих. Сидерит-II состоит из (%): FeO_(общ) 40,9...71,6; MnO до 11,4; MgO до 6,6; CaO 0,3...5,5.

Изотопный состав сидерита

Состав стабильных изотопов в карбонат-содержащих породах изменяется в пределах от -39,5 до -12,2 ‰ для δ¹³C и от -28,4 до -2,1 ‰ для δ¹⁸O (рис. 5). На примере скважин В-70 и 3-18 в некоторых интервалах прослеживается неоднократное изменение δ¹³C и δ¹⁸O в карбонат-содержащих породах вверх по разрезу месторождения. В скважине В-70 в интервале глубин от 239,2 до 235,5 м δ¹³C и δ¹⁸O постепенно изменяются от -28,1 до -39,5 ‰ и от -21,6 до -5,1 ‰, соответственно. Далее в вышелегающем интервале от 235,5 до 234,3 м вверх по разрезу δ¹³C увеличивается от -39,5 до -29,7 ‰, а δ¹⁸O уменьшается и от -5,1 до -8,3 ‰.

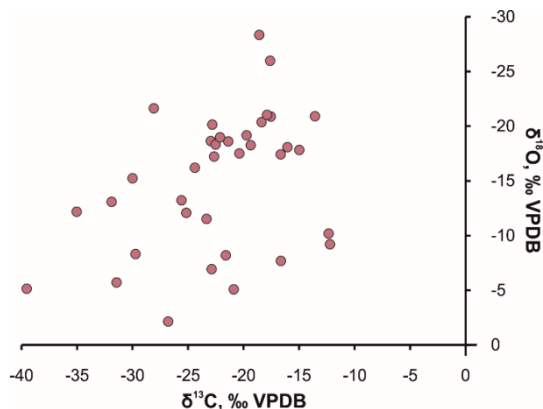
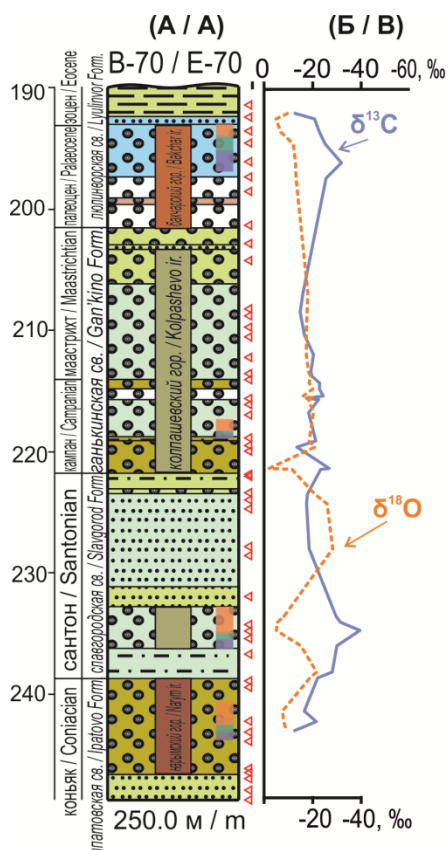


Рис. 5. Изотопный состав углерода и кислорода сидерита в железняках Бакcharского месторождения. Все значения нормированы на стандарт «Vienna Pee Dee Belemnite» (VPDB)

Fig. 5. Carbon and oxygen stable-isotope values measured in the authigenic siderite of Bakchar ooidal ironstone deposit. All values are relative to VPDB



Легенда / Legend

Химические зоны / Chemical zones:

- железистая / ferruginous
- сульфат-метановая / sulphate methane transition
- метановая / methanic

Рис. 6. Интервал глубин от 250 до 190 м в скважине В-70 Бакcharского месторождения (А), δ¹³C_{carb} (сплошная линия) и δ¹⁸O_{carb} (пунктирная линия) кривые (Б). Условные обозначения представлены на рис. 2

Fig. 6. Depth interval from 250 to 190 m of E-70 column of Bakchar deposit (A), bulk δ¹³C_{carb} (solid line) and bulk δ¹⁸O_{carb} (dashed line) curves (B). Legend is shown in Fig. 2

Этот интервал в скважине В-70 соответствует границе коньяк-сантон в ипатовской свите (рис. 6). В интервале 196,2...192,3 м скважины В-70 $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ изменяются от $-31,9$ до $-20,9$ ‰ и от $-13,1$ до $-5,1$ ‰, соответственно (рис. 6, Б). Эти слои соответствуют переходному интервалу от палеоцена до эоцена в люлинворской свите. В скважине 3-18 на интервале от 195,1 до 192,9 м отмечается увеличение $\delta^{13}\text{C}$ (от $-35,0$ до $-22,7$ ‰) и уменьшение $\delta^{18}\text{O}$ (от $-12,2$ до $-17,2$ ‰). Этот горизонт характеризует кровлю ганькинской свиты (верхний маастрихт).

Газово-жидкие включения в сидерите

В сидеритовом цементе железняков месторождения были изучены газово-жидкие включения (ГЖВ; рис. 7). Флюидные включения нами разделены на две группы: первичные и вторичные. Первичные включения преимущественно двухфазовые с размером

2...6 мкм (рис. 7) и неравномерно распределены в пространстве цемента. ГЖВ первой разновидности детектируются в сидерите (сидерит-I) среди железняков люлинворской свиты. Температура гомогенизации первичных двухфазовых включений варьирует в пределах $170...320$ °С. Статистически температуры гомогенизации характеризуются бимодальным распределением в интервалах $170...210$ и $210...300$ °С. В составе газовых фаз этих ГЖВ фиксируются H_2S и CH_4 , что соответствует пикам при $2678...2688$ и $2926...2960$ cm^{-1} по данным Раман-спектроскопии (рис. 7). Вторичные включения одно- и двухфазовые с размерами от 0,5 до 2 мкм. Они встречаются в железняках славгородской свиты на глубинах 215...216 м в западной части месторождения. Температура гомогенизации включений второй разновидности изменяется в пределах $160...250$ °С.

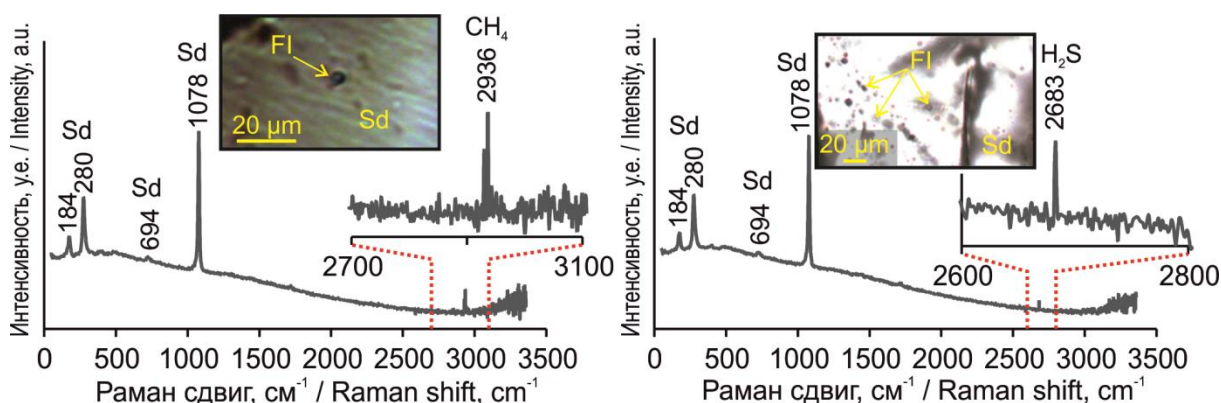


Рис. 7. Репрезентативные оптические снимки с Раман-спектрами флюидных включений в сидерите. FI – флюидное включение, Sd – сидерит

Fig. 7. Representative optical photos with Raman spectra of fluid inclusions in siderite. FI – fluid inclusion, Sd – siderite

Обсуждение результатов

Генезис сидерита

Сидерит и филлосиликаты являются основными минералами, цементирующими железистые ооиды и обломочную фракцию в железняках. Сидерит подразделяется на две основные разновидности (рис. 3). Первая разновидность сидерита – прожилковый (струйный), или сплошной (большая часть цементирующего материала), с низкой долей примесей ($\text{MnO}+\text{MgO}+\text{CaO}$ до 5,6 %), в котором заключены первичные ГЖВ размером 2...6 мкм. Бимодальный характер температур гомогенизации газово-жидких включений ($170...210$ и $210...300$ °С) сидерита первой разновидности свидетельствует о порционном поступлении растворов в поровый осадок. Вторая разновидность – конкреционный (скопления отдельных агрегатов), или вкрапленный, с повышенной долей примесей ($\text{MnO}+\text{MgO}+\text{CaO}$ до 23,5 %) и редкими вторичными ГЖВ размером 0,5...2 мкм.

Отличительные ассоциации *in situ* минералов цемента ооидовых железняков Бакчарского месторождения соответствуют смене в маломощном интервале химических зон (рис. 4) от метановой через сульфидную (сульфат-метановая транзитная зона) до железистой (зона редукции железа).

Эти зоны маркируются следующими минеральными ассоциациями цемента (снизу вверх): иллит+сметит (нонtronит)+сидерит (второй разновидности, вкрапленный)+вюрцит, иллит+сметит (нонtronит)+каолинит+сидерит (прожилковый или сплошной)+пирротин+грейгит, иллит+каолинит+фрамбоидальный пирит, иллит+ каолинит+гидрогетит. Подобные минеральные зоны описываются в обстановках с регистрируемой, направленной вверх диффузией метана и углекислоты через осадки морского дна [56–59]. Так, в разрезе Бакчарского месторождения подобные слои имеют общую мощность от 2 до 6 м. Наличие слоёв с контрастной вертикальной зональностью аутигенных минералов является проксимальной областью, которая указывает на периоды интенсивного притока металлосодержащих флюидов. В толще Бакчарского месторождения проксимальная зона с вариациями сидерита, редких аутигенных минералов и филлосиликатов среди железняков имеют локальный характер с линейными крутопадающими очертаниями в разрезе. Предполагается, что это были основные области диффузии металлонасыщенных флюидов. Подобные морфологии карбонатных структур характерны для палеотложений метановых сипов [13, 60, 61].

Источники углерода

Как правило, основание слоёв проксимальной зоны имеет сидерит первой разновидности с ГЖВ и изотопно легким карбонатным углеродом (рис. 6; $\delta^{13}\text{C}$ в среднем от $-35,0$ до $-39,5$ ‰). Изотопный состав углерода и кислорода в сидерите по большей части соответствует термогенному метану [10, 62–64]. Подобные слои в разрезе месторождения интерпретируются как периоды и зоны флюидной разгрузки, с которой поступала основная доля железа, поскольку минеральные вертикальные зоны характерны для толщ именно железняков, а не вмещающих песчаников или алевролитов. В составе этих железняков сидерит как цемент имеет флюидные включения с относительно высокой температурой гомогенизации ($170\text{...}320$ °C). Газовая фаза в этих включениях представлена H_2S и CH_4 (рис. 7; Раман-пики $2678\text{...}2688$ и $2926\text{...}2960$ cm^{-1} , соответственно), что подтверждает функционирование флюидного потока на момент формирования осадочного слоя. Температуры гомогенизации флюидных включений и характеристические Раман-спектры указывают на преимущественное преобладание метана в качестве газовой фазы [65–67]. Верхняя часть слоёв имеет сидерит с трендом утяжеления изотопного состава углерода. Стабильные изотопы углерода и кислорода в этом сидерите указывают на состав морских карбонатов [1, 9, 11].

Выводы

В результате проведенных исследований сидерита ооидовых железняков Бакчарского месторождения (Западная Сибирь) были получены следующие основные выводы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kaufman A.J., Hayes J.M., Klein C. Primary and diagenetic controls of isotopic compositions of iron-formation carbonates // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1990. – V. 54. – № 12. – P. 3461–3473.
2. Klein C. Some Precambrian banded iron-formations (BIFs) from around the world: Their age, geologic setting, mineralogy, metamorphism, geochemistry, and origin // *American Mineralogist*. – 2005. – V. 90. – № 10. – P. 1473–1499.
3. Formation of syngenetic and early diagenetic iron minerals in the late Archean Mt. McRae Shale, Hamersley Basin, Australia: new insights on the patterns, controls and paleoenvironmental implications of authigenic mineral formation / R. Raiswell, C.T. Reinhard, A. Derkowski, J. Owens, S.H. Bottrell, A.D. Anbar, T.W. Lyons // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2011. – V. 75. – № 4. – P. 1072–1087.
4. Mozley P.S., Wersin P. Isotopic composition of siderite as an indicator of depositional environment // *Geology*. – 1992. – V. 20. – P. 817–820.
5. Formation of diagenetic siderite in modern ferruginous sediments / A. Vuillemin, R. Wirth, H. Kemnitz, A.M. Schleicher, A. Friese, K.W. Bauer, R. Simister, S. Nomosatryo, L. Ordoñez, D. Ariztegui, C. Henny, S.A. Crowe, L.G. Benning, J. Kallmeyer, J.M. Russell, S. Bijaksana, H. Vogel // *Geology*. – 2019. – V. 47. – № 6. – P. 540–544.
6. Biological carbon precursor to diagenetic siderite with spherical structures in iron formations / I. Köhler, K.O. Konhauser, D. Papineau, A. Bekker, A. Kappler // *Nature Communications*. – 2013. – V. 4. – P. 1–7.
7. Mücke A. Chamosite, siderite and the environmental conditions of their formation in chamosite-type Phanerozoic ooidal ironstones // *Ore Geology Reviews*. – 2006. – V. 28. – № 2. – P. 235–249.
8. Iron and carbon isotope constraints on the formation pathway of iron-rich carbonates within the dagushan iron formation, North China Craton / X. Tong, K. Mänd, Y. Li, L. Zhang, Z. Peng, Q. Wu, P. Li, M. Zhai, L.J. Robbins, C. Wang, K.O. Konhauser // *Minerals*. – 2021. V. 11. – № 1. – P. 1–20.
9. Carbonate petrography, kerogen distribution, and carbon and oxygen isotope variations in an early Proterozoic transition from limestone to iron-formation deposition, Transvaal Supergroup, South Africa / N.J. Beukes, C. Klein, A.J. Kaufman, J.M. Hayes // *Economic Geology*. – 1990. – V. 85. – № 4. – P. 663–690.
10. Stratiform siderites from the Mesoproterozoic Xiamaling Formation in North China: genesis and environmental implications / D. Tang, X. Shi, G. Jiang, T. Wu, J. Ma, X. Zhou // *Gondwana Research*. – 2018. – V. 58. – P. 1–15.
11. Jiang C.Z., Halevy I., Tosca N.J. Kinetic isotope effect in siderite growth: Implications for the origin of banded iron formation siderite // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2022. – V. 322. – P. 260–273.
12. Authigenic minerals from the Paola Ridge (southern Tyrrhenian Sea): evidences of episodic methane seepage / F. Franchi, M. Rovere, F. Gamberi, H. Rashed, O. Vaselli, F. Tassi // *Marine and Petroleum Geology*. – 2017. – V. 86. – P. 228–247.
13. Bodin S., Rose J.C. Hydrocarbon-seep carbonates associated with Mesozoic environmental perturbations: Example from the Lower Bajocian of Morocco // *Sedimentary Geology*. – 2018. – V. 374. – P. 53–68.
14. Oil seepage and carbonate formation: a case study from the southern Gulf of Mexico / D. Smrzka, J. Zwicker, D. Misch, C. Walkner, S. Gier, P. Monien, G. Bohrmann, J. Peckmann // *Sedimentology*. – 2019. – V. 66. – P. 2318–2353.
15. Formation of authigenic carbonates at a methane seep site in the middle Okinawa Trough, East China Sea / M. Wang, Q. Li, F. Cai, J. Liang, G. Yan, Z. Wang, Y. Sun, D. Luo, G. Dong, Y. Cao // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2019. – V. 185. – P. 1–9.

Сидерит в ооидовых железняках имеет две основные разновидности, которые отличаются морфологией, химическим и изотопным составом, флюидными включениями вследствие различных источников углерода и условий концентрирования. Сидерит первой разновидности является преобладающим минералом цемента железняков в виде сплошных или прожилковых структур и образуется за счет мобилизации метановых флюидов гидротермальной природы. Сидерит второй разновидности отличается отдельными включениями или конкреционными агрегатами в матрице. Это сидерит отвечает морскому источнику. Осаждение сидерита второй разновидности происходит за счёт карбонатообразования на морском дне.

Аутигенные минеральные ассоциации цемента ооидовых железняков в маломощных интервалах толщиной от 2 до 6 м маркируют смену геохимических зон от метановой через сульфидную (сульфат-метановая транзитная зона) до железистой (зона редукции железа). Подобные интервалы сопровождаются контрастной сменой минеральных ассоциаций цементного материала, представленных сонахождением сидерита, филлосиликатов, гидрогетита и редких сульфидов. Слои с подобной вертикальной зональностью *in situ* минералов являются проксимальными зонами, которые указывают на периоды интенсивной разгрузки металлосодержащих флюидов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-17-00019 «Биогеохимические циклы, источники металлов и эволюция вещества в мел-палеогеновых морских железорудных месторождениях».

16. Trace elements in methane-seep carbonates: Potentials, limitations, and perspectives / D. Smrzka, D. Feng, T. Himmeler, J. Zwicker, Y. Hu, P. Monien, N. Tribovillard, D. Chen, J. Peckmann // *Earth-Science Reviews*. – 2020. – V. 208. – P. 1–24.
17. Stratigraphic significance of ooidal ironstones from the Cretaceous Western Interior Seaway: the Peace River Formation, Alberta, Canada, and the Castlegate Sandstone, Utah, U.S.A. / K.G. Taylor, J.T. Simo, D. Yocum, D. Leckie // *Journal of Sedimentary Research*. – 2002. – V. 72. – № 2. – P. 316–327.
18. Van Houten F.B., Arthur M.A. Temporal patterns among Phanerozoic oolitic ironstones and oceanic anoxia // *Geological Society Special Publication*. – 1989. – V. 46. – P. 33–49.
19. Ferrimagnetic iron sulfide formation and methane venting across the Paleocene-Eocene thermal maximum in shallow marine sediments, Ancient West Siberian Sea / M. Rudmin, A.P. Roberts, C.-S. Horng, A. Mazurov, O. Savinova, A. Ruban, R. Kashapov, M. Veklich // *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. – 2018. – V. 19. – № 1. – P. 21–42.
20. Young T.P. Phanerozoic ironstones: an introduction and review // *Geological Society Special Publications*. – 1989. – V. 46. – № 1. – P. 9–25.
21. Van Houten F.B., Bhattacharyya D.P. Phanerozoic oolitic ironstones – geologic record and facies model // *Annual Review of Earth and Planetary Sciences. Annual Reviews*. – 1982. – V. 10. – № 1. – P. 441–457.
22. Modern iron ooids from a shallow-marine volcanic setting: Mahengetang, Indonesia / J.M. Heikoop, C.J. Tsujita, M.J. Risk, T. Tomascik, A.J. Mah // *Geology*. – 1996. – V. 24. – № 8. – P. 759–762.
23. Sturesson U., Heikoop J.M., Risk M.J. Modern and Palaeozoic iron ooids – a similar volcanic origin // *Sedimentary Geology*. – 2000. – V. 136. – № 1. – P. 137–146.
24. Modern iron ooids of hydrothermal origin as a proxy for ancient deposits / M. di Bella, G. Sabatino, S. Quartieri, A. Ferretti, B. Cavalazzi, R. Barbieri, F. Foucher, F. Messori, F. Italiano // *Scientific Reports*. – 2019. – V. 9. – № 1. – P. 1–9.
25. Allen G.D., Laurier D., Thouvenin J. Etude sedimentologique du delta de la Mahakam. – Paris: Compagnies Francoises des Petroles. Notes et Memoire, 1979. – V. 15. – 156 p.
26. Sheu D.D., Presley B.J. Formation of hematite in the euxinic Orca Basin, northern Gulf of Mexico // *Marine Geology*. – 1986. – V. 69. – № 3–4. – P. 309–321.
27. Castano J.R., Garrels R.M. Experiments on the deposition of iron with special reference to the Clinton iron ore deposits // *Economic Geology*. – 1950. – V. 45. – № 8. – P. 755–770.
28. Huber N.K., Garrels R.M. Relation of pH and oxidation potential to sedimentary iron mineral formation // *Economic Geology*. – 1953. – V. 48. – № 5. – P. 337–357.
29. Страхов Н.М. Железорудные фации и их аналоги в истории Земли. Опыт историко-географического анализа процесса осадкообразования // *Геологическая серия*. – 1947. – Т. 73. – № 22. – С. 261–267.
30. Формозова Л.Н. Железные руды Северного Приаралья. Труды ГИН АН СССР. Т. 20. – М.: Издво Академии наук СССР, 1959. – 444 с.
31. О рудоносности юго-востока Керченского полуострова / Е.Ф. Шнюков, П.И. Науменко, В.А. Кутний, Ю.В. Соболевский // *Геологический журнал*. – 1976. – Т. 36. – № 2. – С. 48–58.
32. Холодов В.Н. Элизонные процессы и соляная тектоника. Сообщение 1. Катагенетические преобразования в соленосных толщах // *Литология и полезные ископаемые*. – 2013. – Т. 4. – С. 300–318.
33. Холодов В.Н., Голубовская Е.В., Недумов Р.И. О происхождении и перспективах развития Киммерийского железорудного бассейна Украины и России // *Литология и полезные ископаемые*. 2014. – Т. 5. – С. 359–380.
34. Холодов В.Н., Недумов Р.И., Голубовская Е.В. Фациальные типы осадочных железорудных месторождений и их геохимические особенности. Сообщение 1. Фациальные группы осадочных руд, их литология и генезис // *Литология и полезные ископаемые*. – 2012. – Т. 6. – С. 447–472.
35. Conjunction of ore- and oil-forming systems in sedimentary basins and the prediction of ore deposits / D.I. Pavlov, D.I. Gorzhevskiy, G.A. Goleva, M.K. Kalinko, A.A. Kartsev, A.V. Lipayeva // *International Geology Review*. – 1991. – V. 33. – № 8. – P. 822–829.
36. Kimberley M.M. Exhalative origins of iron formations // *Ore Geology Reviews*. – 1989. – V. 5. – № 1–2. – P. 13–145.
37. Kimberley M.M. Debate about ironstone: has solute supply been surficial weathering, hydrothermal convection, or exhalation of deep fluids? // *Terra Nova*. – 1994. – V. 6. – № 2. – P. 116–132.
38. Sturesson U. Lower Palaeozoic iron oolites and volcanism from a Baltoscandian perspective // *Sedimentary Geology*. – 2003. – V. 159. – № 3–4. – P. 241–256.
39. Sedimentology and oceanography of Early Ordovician ironstone, Bell Island, Newfoundland: ferruginous seawater and upwelling in the Rheic Ocean / S.E. Todd, P.K. Pufahl, J.B. Murphy, K.G. Taylor // *Sedimentary Geology*. – 2019. – V. 379. – P. 1–15.
40. Matheson E.J., Pufahl P.K. Clinton ironstone revisited and implications for Silurian Earth system evolution // *Earth-Science Reviews*. – 2021. – V. 215. – P. 103527.
41. Ordovician ironstone of the Iberian margin: coastal upwelling, ocean anoxia and Palaeozoic biodiversity / P.K. Pufahl, A.D. Squires, J.B. Murphy, C. Quesada, S.W. Lokier, J.J. Alvaro, J. Hatch // *Depositional Record*. – 2020. – V. 6. – № 3. – P. 581–604.
42. Rudmin M., Mazurov A., Banerjee S. Origin of ooidal ironstones in relation to warming events: Cretaceous-Eocene Bakchar deposit, south-east Western Siberia // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – V. 100. – P. 309–325.
43. Ooidal ironstones in the Meso-Cenozoic sequences in western Siberia: assessment of formation processes and relationship with regional and global earth processes / M. Rudmin, S. Banerjee, E. Abdullayev, A. Ruban, E. Filimonenko, E. Lyapina, R. Kashapov, A. Mazurov // *Journal of Palaeogeography*. – 2020. – V. 9. – № 1. – P. 1–21.
44. Павлов Д.И., Постельников Е.С. К вопросу об источнике рудного вещества Ангаро-Питского бассейна осадочных руд железа // *Литология и полезные ископаемые*. – 1980. – Т. 6. – С. 3–22.
45. Западно-Сибирский железорудный бассейн / Н.Х. Белоус, И.В. Николаева, Ю.П. Казанский, А.А. Бабин, В.М. Кляровский, А.П. Бердников, В.И. Юшин, М.П. Нагорский, Н.Д. Дьяконова, В.В. Вдовин. – Новосибирск: СО РАН СССР, 1964. – 448 с.
46. Николаева И.В. Бакчарское месторождение оолитовых железных руд. – Новосибирск: Наука, 1967. – 134 с.
47. Перспективы освоения Бакчарского железорудного месторождения, Томская область / А.К. Мазуров, Г.Ю. Боярко, В.Г. Емешев, А.В. Комаров // *Руды и металлы*. – 2006. – Т. 2. – С. 64–70.
48. Перспективы комплексного освоения Бакчарского железорудного месторождения (Западная Сибирь, Россия) / М.А. Рудмин, А.К. Мазуров, И.В. Рева, М.Д. Стеблецов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 10. – С. 85–94.
49. Surkov V.S. Neogene evolution of the young Ural-Siberian platform // *Geologiya i Geofizika*. – 2002. – V. 43. – № 8. – P. 754–761.
50. Новые данные по стратиграфии верхнемеловых и кайнозойских отложений Бакчарского железорудного месторождения (юг Западной Сибири) / Н.К. Лебедева, О.С. Кузьмина, Е.С. Соболев, И.В. Хазина // *Стратиграфия. Геологическая корреляция*. – 2017. – Т. 25. – № 1. – С. 76–98.
51. Podobina V.M., Kseneva T.G. Upper Cretaceous zonal stratigraphy of the West Siberian Plain based on foraminifera // *Cretaceous Research*. – 2005. – V. 26. – № 1. – P. 133–143.
52. Rudmin M., Banerjee S., Mazurov A. Compositional variation of glauconites in Upper Cretaceous-Paleogene sedimentary iron-ore deposits in South-eastern Western Siberia // *Sedimentary Geology*. – 2017. – V. 355. – P. 20–30.
53. Месторождения глауконитов России: геологическая позиция, условия образования и перспективы освоения / П.Е. Белоусов, Н.М. Чупаленков, М.А. Рудмин, В.В. Крупская // *Литология и полезные ископаемые*. – 2022. – Т. 3. – С. 270–285.
54. Economic potential of glauconitic rocks in Bakchar deposit (S-E Western Siberia) for alternate potash fertilizer / M. Rudmin, S. Banerjee, A. Mazurov, B. Makarov, D. Martemyanov // *Applied Clay Science*. – 2017. – V. 150. – P. 225–233.
55. Minerals of Rare Earth Elements in High-Phosphorus ooidal ironstones of the Western Siberia and Turgai Depression / M. Rudmin, I. Reva, E. Sokol, E. Abdullayev, A. Ruban,

- A. Kudryavtsev, O. Tolkachev, A. Mazurov // Minerals. – 2019. – V. 10. – № 11. – P. 1–16.
56. Enhanced framboidal pyrite formation related to anaerobic oxidation of methane in the sulfate-methane transition zone of the northern South China Sea / Q. Lin, J. Wang, T.J. Algeo, F. Sun, R. Lin // Marine Geology. – 2016. – V. 379. – P. 100–108.
57. Formation of iron sulfide nodules during anaerobic oxidation of methane / B.E. van Dongen, A.P. Roberts, S. Schouten, W.-T. Jiang, F. Florindo, R.D. Pancost // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2007. – V. 71. – № 21. – P. 5155–5167.
58. Laboratory experiment and numerical simulation on authigenic mineral formation induced by seabed methane seeps / T. Xu, K. Bei, H. Tian, Y. Cao // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – V. 88. – P. 950–960.
59. Roberts A.P. Magnetic mineral diagenesis // Earth-Science Reviews. – 2015. – V. 151. – P. 1–47.
60. Reducing microenvironments promote incorporation of magnesium ions into authigenic carbonate forming at methane seeps: constraints for dolomite formation / Y. Lu, X. Yang, Z. Lin, X. Sun, Y. Yang, J. Peckmann // Sedimentology. – 2021. – V. 68. – № 7. – P. 2945–2964.
61. Hydrocarbon-seep deposits in the lower Permian Angie Formation, Central Lhasa Block, Tibet / C. Liu, X. An, T.J. Algeo, A. Munnecke, Y. Zhang, T. Zhu // Gondwana Research. – 2021. – V. 90. – P. 258–272.
62. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane // Chemical Geology. – 1999. – V. 161. – № 1–3. – P. 291–314.
63. Cold-seeps and authigenic carbonate formation in Monterey Bay, California / D.S. Stakes, D. Orange, J.B. Paduan, K.A. Salamy, N. Maher // Marine Geology. – 1999. – V. 159. – № 1–4. – P. 93–109.
64. Stable isotopes and rare earth element compositions of ancient cold seep carbonates from Enza River, northern Apennines (Italy): implications for fluids sources and carbonate chimney growth / B. Zhu, L. Ge, T. Yang, S. Jiang, X. Lv // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – V. 109. – P. 434–448.
65. Methane and the origin of five-element veins: mineralogy, age, fluid inclusion chemistry and ore forming processes in the Odenwald, SW Germany / M. Burisch, A. Gerdes, B.F. Walter, U. Neumann, M. Fettel, G. Markl // Ore Geology Reviews. – 2017. – V. 81. – P. 42–61.
66. Geothermometry and geobarometry of overpressured lower Paleozoic gas shales in the Jiaoshiba field, Central China: insight from fluid inclusions in fracture cements / J. Gao, S. He, J. Zhao, J. Yi // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – V. 83. – P. 124–139.
67. Mixed CH₄-CO₂ fluid inclusions in quartz from the South Wales Coalfield as suitable natural calibration standards for microthermometry and Raman spectroscopy / B. Beeskov, A.H. Rankin, P.J. Murphy, P.J. Treloar // Chemical Geology. – 2005. – V. 223. – № 1–3. – P. 3–15.

Поступила 12.04.2022.

Информация об авторах

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

Максимов П.Н., аспирант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Калинина Н.А., студент Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

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

Мазуров А.К., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 553.261:553.21:553.24.065:553.241.8

SIDERITE OF MARINE OOIDAL IRONSTONES OF BAKCHAR DEPOSIT AS PROXY OF SPECIFIC LITHOGENESIS

Maxim A. Rudmin¹,
rudminma@tpu.ru

Prokopy N. Maximov¹,
pnm1@tpu.ru

Natalia A. Kalinina¹,
kalininatalia58@gmail.com

Ekaterina A. Sinkina¹,
vea@tpu.ru

Alexey S. Ruban¹,
ruban@tpu.ru

Alexey K. Mazurov¹,
akm@tpu.ru

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

The relevance of the research. This article presents the study of formation conditions of siderite in the environment of the marine ironstones precipitation of the Bakchar deposit. The origin of marine ironstone deposits including relationships with other mineral deposits keeps discussed scientific issue long time. The formation of siderite in the environment of an ooidal ironstone deposition is poorly understood regarding the carbon and metals sources, mobilization and transportation, as well as the conditions and kinetics of carbonate precipitation.

The goal of the work was to study the origin and evolution of siderite as the key cement mineral of ooidal ironstones to assess the factors for the geological processes of deposit formation in the example of the Cretaceous-Paleogene Bakchar deposit in Western Siberia.

The methods: optical microscopy, petrographic analysis, scanning electron microscopy (SEM) with local energy dispersive analysis (EDS), microthermometric analysis, Raman spectroscopy and isotope mass spectrometry.

Results. Siderite in ooidal ironstones can be of two main variations that differ in morphology, chemical and isotopic composition, fluid inclusions due to different carbon sources and precipitation conditions. The first variety of siderite is formed due to the mobilization of hydrothermal methane fluids. The second one reflects the carbonate formation on the seabed. The authigenic mineral associations of cement in ironstones at thin intervals (from 2 to 6 m in thickness) mark the change of geochemical zones from methane through sulfide (sulphate-methane transition zone) to ferruginous (iron reduction zone). Layers with similar vertical zonation of in situ minerals, represented by the co-occurrence of siderite, phyllosilicates, hydrogoethite, and rare sulfides, are proximal zones that indicate periods of an intense exhalative of metal-bearing fluids.

Key words:

Siderite, ooidal ironstones, carbon sources, isotopic composition, fluid inclusions, Western Siberia.

The study was funded by the Russian Science Foundation (21-17-00019 «Biogeochemical cycles, metal sources and evolution of Cretaceous-Paleogene marine ironstone deposits»).

REFERENCES

- Kaufman A.J., Hayes J.M., Klein C. Primary and diagenetic controls of isotopic compositions of iron-formation carbonates. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1990, vol. 54, no. 12, pp. 3461–3473.
- Klein C. Some Precambrian banded iron-formations (BIFs) from around the world: Their age, geologic setting, mineralogy, metamorphism, geochemistry, and origin. *American Mineralogist*, 2005, vol. 90, no. 10, pp. 1473–1499.
- Raiswell R., Reinhard C.T., Derkowski A., Owens J., Bottrell S.H., Anbar A.D., Lyons T.W. Formation of syngenetic and early diagenetic iron minerals in the late Archean Mt. McRae Shale, Hamersley Basin, Australia: new insights on the patterns, controls and paleoenvironmental implications of authigenic mineral formation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2011, vol. 75, no. 4, pp. 1072–1087.
- Mozley P.S., Wersin P. Isotopic composition of siderite as an indicator of depositional environment. *Geology*, 1992, vol. 20, pp. 817–820.
- Vuillemin A., Wirth R., Kemnitz H., Schleicher A.M., Friese A., Bauer K.W., Simister R., Nomosatryo S., Ordoñez L., Ariztegui D., Henny C., Crowe S.A., Benning L.G., Kallmeyer J., Russell J.M., Bijaksana S., Vogel H. Formation of diagenetic siderite in modern ferruginous sediments. *Geology*, 2019, vol. 47, no. 6, pp. 540–544.
- Köhler I., Konhauser K.O., Papineau D., Bekker A., Kappler A. Biological carbon precursor to diagenetic siderite with spherical structures in iron formations. *Nature Communications*, 2013, vol. 4, no. 1, pp. 1–7.
- Mücke A. Chamosite, siderite and the environmental conditions of their formation in chamosite-type Phanerozoic ooidal ironstones. *Ore Geology Reviews*, 2006, vol. 28, no. 2, pp. 235–249.
- Tong X., Mänd K., Li Y., Zhang L., Peng Z., Wu Q., Li P., Zhai M., Robbins L.J., Wang C., Konhauser K.O. Iron and carbon isotope constraints on the formation pathway of iron-rich carbonates within the dagushan iron formation, North China Craton. *Minerals*, 2021, vol. 11, no. 1, pp. 1–20.
- Beukes N.J., Klein C., Kaufman A.J., Hayes J.M. Carbonate petrography, kerogen distribution, and carbon and oxygen isotope

- variations in an early Proterozoic transition from limestone to iron-formation deposition, Transvaal Supergroup, South Africa. *Economic Geology*, 1990, vol. 85, no. 4, pp. 663–690.
10. Tang D., Shi X., Jiang G., Wu T., Ma J., Zhou X. Stratiform siderites from the Mesoproterozoic Xiamaling Formation in North China: Genesis and environmental implications. *Gondwana Research*, 2018, vol. 58, pp. 1–15.
 11. Jiang C.Z., Halevy I., Tosca N.J. Kinetic isotope effect in siderite growth: Implications for the origin of banded iron formation siderite. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2022, vol. 322, pp. 260–273.
 12. Franchi F., Rovere M., Gamberi F., Rashed H., Vaselli O., Tassi F. Authigenic minerals from the Paola Ridge (southern Tyrrhenian Sea): evidences of episodic methane seepage. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, vol. 86, pp. 228–247.
 13. Bodin S., Rose J.C. Hydrocarbon-seep carbonates associated with Mesozoic environmental perturbations: example from the Lower Bajocian of Morocco. *Sedimentary Geology*, 2018, vol. 374, pp. 53–68.
 14. Smrzka D., Zwicker J., Misch D., Walkner C., Gier S., Monien P., Bohrmann G., Peckmann J. Oil seepage and carbonate formation: A case study from the southern Gulf of Mexico. *Sedimentology*, 2019, vol. 66, no. 6, pp. 2318–2353.
 15. Wang M., Li Q., Cai F., Liang J., Yan G., Wang Z., Sun Y., Luo D., Dong G., Cao Y. Formation of authigenic carbonates at a methane seep site in the middle Okinawa Trough, East China Sea. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2019, vol. 185, pp. 1–9.
 16. Smrzka D., Feng D., Himmler T., Zwicker J., Hu Y., Monien P., Tribouillard N., Chen D., Peckmann J. Trace elements in methane-seep carbonates: potentials, limitations, and perspectives. *Earth-Science Reviews*, 2020, vol. 208, pp. 1–24.
 17. Taylor K.G., Simo J.T., Yocum D., Leckie D. Stratigraphic significance of ooidal ironstones from the Cretaceous Western Interior Seaway: The Peace River Formation, Alberta, Canada, and the Castlegate Sandstone, Utah, U.S.A. *Journal of Sedimentary Research*, 2002, vol. 72, no. 2, pp. 316–327.
 18. Van Houten F.B., Arthur M.A. Temporal patterns among Phanerozoic oolitic ironstones and oceanic anoxia. *Geological Society Special Publication*, 1989, vol. 46, pp. 33–49.
 19. Rudmin M., Roberts A.P., Horng C.-S., Mazurov A., Savinova O., Ruban A., Kashapov R., Veklich M. Ferrimagnetic iron sulfide formation and methane venting across the Paleocene-Eocene thermal maximum in shallow marine sediments, ancient West Siberian Sea. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2018, vol. 19, no. 1, pp. 21–42.
 20. Young T.P. Phanerozoic ironstones: an introduction and review. *Geological Society Special Publications*, 1989, vol. 46, no. 1, pp. 9–25.
 21. Van Houten F.B., Bhattacharyya D.P. Phanerozoic oolitic ironstones – geologic record and facies model. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences. Annual Reviews*, 1982, vol. 10, no. 1, pp. 441–457.
 22. Heikoop J.M., Tsujita C.J., Risk M.J., Tomascik T., Mah A.J. Modern iron ooids from a shallow-marine volcanic setting: Mahengetang, Indonesia. *Geology*, 1996, vol. 24, no. 8, pp. 759–762.
 23. Sturesson U., Heikoop J.M., Risk M.J. Modern and Palaeozoic iron ooids – a similar volcanic origin. *Sedimentary Geology*, 2000, vol. 136, no. 1, pp. 137–146.
 24. Di Bella M., Sabatino G., Quartieri S., Ferretti A., Cavalazzi B., Barbieri R., Foucher F., Messori F., Italiano F. Modern iron ooids of hydrothermal origin as a proxy for ancient deposits. *Scientific Reports*, 2019, vol. 9, no. 1, pp. 1–9.
 25. Allen G.D., Laurier D., Thouvenin J. Etude sedimentologique du delta de la Mahakam. *Compagnies Francoises des Petroles. Notes et Memoire*, 1979, vol. 15, 156 p.
 26. Sheu D.D., Presley B.J. Formation of hematite in the euxinic Orca Basin, northern Gulf of Mexico. *Marine Geology*, 1986, vol. 69, no. 3–4, pp. 309–321.
 27. Castano J.R., Garrels R.M. Experiments on the deposition of iron with special reference to the Clinton iron ore deposits. *Economic Geology*, 1950, vol. 45, no. 8, pp. 755–770.
 28. Huber N.K., Garrels R.M. Relation of pH and oxidation potential to sedimentary iron mineral formation. *Economic Geology*, 1953, vol. 48, no. 5, pp. 337–357.
 29. Strakhov N.M. Zhelezorudnye fatsii i ikh analogi v istorii Zemli. Opyt istoriko-geograficheskogo analiza protsessa osadkoobra-zovaniya [Iron ore facies and their analogues in the Earth's history: experience of historical-geographical analysis of sedimentary processes]. *Trudy GIN AN SSSR. Geologicheskaya seriya*, 1947, vol. 73, no. 22, pp. 261–267.
 30. Formozova L.N. Zheleznye rudy Severnogo Priaralya [Iron Ores in the Northern Aral Region]. *Trudy GIN AN SSSR. Geologicheskaya seriya*, 1959, vol. 20, 444 p.
 31. Shnyukov E.F., Naumenko P.I., Kutnii V.A., Sobolevskii Yu.V. O rudonosnosti yugo-vostoka Kerchenskogo poluostrova [On the ore content of the southeast of the Kerch Peninsula]. *Geologicheskii zhurnal*, 1976, vol. 36, no. 2, pp. 48–58.
 32. Kholodov V.N. Elisional processes and salt tectonics: Communication 1. Catagenetic transformations in saliferous sequences. *Lithology and Mineral Resources*, 2013, vol. 48, no. 4, pp. 267–284.
 33. Kholodov V.N., Golubovskaya E. V., Nedumov R.I. Origin and prospects of the Cimmerian iron ore basin in Ukraine and Russia. *Lithology and Mineral Resources*, 2014, vol. 49, no. 5, pp. 359–380.
 34. Kholodov V.N., Nedumov R.I., Golubovskaya E.V. Facies types of sedimentary iron ore deposits and their geochemical features: Communication 1. Facies groups of sedimentary ores, their lithology, and genesis. *Lithology and Mineral Resources*, 2012, vol. 47, no. 6, pp. 447–472.
 35. Pavlov D.I., Gorzhevskiy D.I., Goleva G.A., Kalinko M.K., Kartsev A.A., Lipayeva A.V. Conjunction of ore- and oil-forming systems in sedimentary basins and the prediction of ore deposits. *International Geology Review*, 1991, vol. 33, no. 8, pp. 822–829.
 36. Kimberley M.M. Exhalative origins of iron formations. *Ore Geology Reviews*, 1989, vol. 5, no. 1–2, pp. 13–145.
 37. Kimberley M.M. Debate about ironstone: has solute supply been surficial weathering, hydrothermal convection, or exhalation of deep fluids? *Terra Nova*, 1994, vol. 6, no. 2, pp. 116–132.
 38. Sturesson U. Lower Palaeozoic iron oolites and volcanism from a Baltoscandian perspective. *Sedimentary Geology*, 2003, vol. 159, no. 3–4, pp. 241–256.
 39. Todd S.E., Pufahl P.K., Murphy J.B., Taylor K.G. Sedimentology and oceanography of Early Ordovician ironstone, Bell Island, Newfoundland: ferruginous seawater and upwelling in the Rheic Ocean. *Sedimentary Geology*, 2019, vol. 379, pp. 1–15.
 40. Matheson E.J., Pufahl P.K. Clinton ironstone revisited and implications for Silurian Earth system evolution. *Earth-Science Reviews*, 2021, vol. 215, pp. 103527.
 41. Pufahl P.K., Squires A.D., Murphy J.B., Quesada C., Lokier S.W., Alvaro J.J., Hatch J. Ordovician ironstone of the Iberian margin: coastal upwelling, ocean anoxia and Palaeozoic biodiversity. *Depositional Record*, 2020, vol. 6, no. 3, pp. 581–604.
 42. Rudmin M., Mazurov A., Banerjee S. Origin of ooidal ironstones in relation to warming events: Cretaceous-Eocene Bakchar deposit, south-east Western Siberia. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, vol. 100, pp. 309–325.
 43. Rudmin M., Banerjee S., Abdullayev E., Ruban A., Filimonenko E., Lyapina E., Kashapov R., Mazurov A. Ooidal ironstones in the Meso-Cenozoic sequences in western Siberia: assessment of formation processes and relationship with regional and global earth processes. *Journal of Palaeogeography*, 2020, vol. 9, no. 1, pp. 1–21.
 44. Pavlov D.I., Postelnikov E.S. K voprosu ob istochnike rudnogo veshchestva Angaro-Pitskogo basseina osadochnykh rud zheleza [On the issue of the source of the ore substance for the Angara-Pita basin of sedimentary iron ores]. *Lithology and Mineral Resources*, 1980, vol. 6, pp. 3–22.
 45. Belous N.Kh., Nikolaeva I.V., Kazanskii Yu.P., Babin A.A., Klyarovskii V.M., Berdnikov A.P., Yushin V.I., Nagorskii M.P., Dyakonova N.D., Vdovin V.V. Zapadno-Sibirskii zhelezorudnyi bassein [The Western-Siberian iron ore basin]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 1964. 448 p.
 46. Nikolaeva I.V. Bakcharskoe mestorozhdenie oolitovykh zheleznykh rud [Bakchar oolitic iron ore deposit]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 1967. 134 p.
 47. Mazurov A.K., Boyarko G.Yu., Emeshev V.G., Komarov A.V. Prospects for the development of the Bakchar iron ore deposit, Tomsk region. *Rudy i metally*, 2006, vol. 2, pp. 64–70. In Rus.
 48. Rudmin M.A., Mazurov A.K., Reva I.V., Stebletsov M.D. Prospects of integrated development of Bakchar iron deposit (Western Siberia, Russia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 10, pp. 85–94. In Rus.

49. Surkov V.S. Neogene evolution of the young Ural-Siberian platform. *Geologiya i Geofizika*, 2002, vol. 43, no. 8, pp. 754–761.
50. Lebedeva N.K., Kuzmina O.B., Sobolev E.S., Khazina I.V. Stratigraphy of Upper Cretaceous and Cenozoic deposits of the Bakchar iron ore deposit (southwestern Siberia): new data. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 2017, vol. 25, no. 1, pp. 76–98.
51. Podobina V.M., Kseneva T.G. Upper Cretaceous zonal stratigraphy of the West Siberian Plain based on foraminifera. *Cretaceous Research*, 2005, vol. 26, no. 1, pp. 133–143.
52. Rudmin M., Banerjee S., Mazurov A. Compositional variation of glauconites in Upper Cretaceous-Paleogene sedimentary iron-ore deposits in South-eastern Western Siberia. *Sedimentary Geology*, 2017, vol. 355, pp. 20–30.
53. Belousov P.E., Chupalenkov N.M., Rudmin M.A., Krupskaya V.V. Glauconite deposits of Russia: geological position, condition of formation and prospects for development. *Lithology and Mineral Resources*, 2022, vol. 3, pp. 270–285. In Rus.
54. Rudmin M., Banerjee S., Mazurov A., Makarov B., Martemyanov D. Economic potential of glauconitic rocks in Bakchar deposit (S-E Western Siberia) for alternate potash fertilizer. *Applied Clay Science*, 2017, vol. 150, pp. 225–233.
55. Rudmin M., Reva I., Sokol E., Abdullayev E., Ruban A., Kudryavtsev A., Tolkachev O., Mazurov A. Minerals of rare earth elements in high-phosphorus ooidal ironstones of the Western Siberia and Turgai Depression. *Minerals*, 2019, vol. 10, no. 11, pp. 1–16.
56. Lin Q., Wang J., Algeo T.J., Sun F., Lin R. Enhanced framboidal pyrite formation related to anaerobic oxidation of methane in the sulfate-methane transition zone of the northern South China Sea. *Marine Geology*, 2016, vol. 379, pp. 100–108.
57. Van Dongen B.E., Roberts A.P., Schouten S., Jiang W.-T., Florindo F., Pancost R.D. Formation of iron sulfide nodules during anaerobic oxidation of methane. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2007, vol. 71, no. 21, pp. 5155–5167.
58. Xu T., Bei K., Tian H., Cao Y. Laboratory experiment and numerical simulation on authigenic mineral formation induced by seabed methane seeps. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, vol. 88, pp. 950–960.
59. Roberts A.P. Magnetic mineral diagenesis. *Earth-Science Reviews*, 2015, vol. 151, pp. 1–47.
60. Lu Y., Yang X., Lin Z., Sun X., Yang Y., Peckmann J. Reducing microenvironments promote incorporation of magnesium ions into authigenic carbonate forming at methane seeps: Constraints for dolomite formation. *Sedimentology*, 2021, vol. 68, no. 7, pp. 2945–2964.
61. Liu C., An X., Algeo T.J., Munnecke A., Zhang Y., Zhu T. Hydrocarbon-seep deposits in the lower Permian Angie Formation, Central Lhasa Block, Tibet. *Gondwana Research*, 2021, vol. 90, pp. 258–272.
62. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chemical Geology*, 1999, vol. 161, no. 1–3, pp. 291–314.
63. Stakes D.S., Orange D., Paduan J.B., Salamy K.A., Maher N. Cold-seeps and authigenic carbonate formation in Monterey Bay, California. *Marine Geology*, 1999, vol. 159, no. 1–4, pp. 93–109.
64. Zhu B., Ge L., Yang T., Jiang S., Lv X. Stable isotopes and rare earth element compositions of ancient cold seep carbonates from Enza River, northern Apennines (Italy): Implications for fluids sources and carbonate chimney growth. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, vol. 109, pp. 434–448.
65. Burisch M., Gerdes A., Walter B.F., Neumann U., Fettel M., Markl G. Methane and the origin of five-element veins: mineralogy, age, fluid inclusion chemistry and ore forming processes in the Odenwald, SW Germany. *Ore Geology Reviews*, 2017, vol. 81, pp. 42–61.
66. Gao J., He S., Zhao J., Yi J. Geothermometry and geobarometry of overpressured lower Paleozoic gas shales in the Jiaoshiba field, Central China: Insight from fluid inclusions in fracture cements. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, vol. 83, pp. 124–139.
67. Beeskov B., Rankin A.H., Murphy P.J., Treloar P.J. Mixed CH₄-CO₂ fluid inclusions in quartz from the South Wales Coalfield as suitable natural calibration standards for microthermometry and Raman spectroscopy. *Chemical Geology*, 2005, vol. 223, no. 1–3, pp. 3–15.

Received: 12 April 2022.

Information about the authors

Maxim A. Rudmin, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Prokopy N. Maximov, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

Natalia A. Kalinina, student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Ekaterina A. Sinkina, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexey S. Ruban, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexey K. Mazurov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 620.91(571.16)

ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Заворин Александр Сергеевич¹,
zavorin@tpu.ru

Тайлашева Татьяна Сергеевна¹,
taylasheva@tpu.ru

Буваков Константин Владимирович¹,
kvb@tpu.ru

Долгих Александр Юрьевич¹,
shurad@tpu.ru

Воронцова Елена Сергеевна¹,
ves@tpu.ru

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

Актуальность исследования обусловлена важностью рационального формирования регионального топливно-энергетического баланса, направленного на преодоление зависимости от доминирования внешних (привозных) топливных ресурсов. Это способствует энергетической безопасности территории и соответствует задачам обеспечения природоохранной стратегии и энергоэффективности.

Цель: сравнить местные топливные ресурсы по пригодности для эффективного использования в топливно-энергетическом балансе Томской области.

Объекты: топливно-энергетический комплекс Томской области и его текущий баланс, топливно-энергетические ресурсы региона, нефтегазовые углеводороды, бурый уголь, торф, растительная биомасса в виде естественного и техногенного органического сырья.

Методы: систематизация информации из открытых источников, аналитический обзор и оценочные исследования.

Результаты. Краткая характеристика энергобаланса Томской области показывает его энергодефицитность. Обобщены публикации по топливно-энергетическому комплексу региона в разрезе как централизованных, так и децентрализованных источников тепло- и электроснабжения. Подтверждена тенденция к возрастанию неудовлетворения спроса на энергопотребление и низкая конкурентоспособность по сравнению с другими участниками Объединённой энергосистемы Сибири. Рассмотрено все многообразие топливных запасов территории области, подходящих под определение топливно-энергетических ресурсов, приведена информация о их исследованности, разведанных и оцененных запасах, доступности и положении относительно потенциальных потребителей. Приведена информация о теплотехническом качестве местных топливно-энергетических ресурсов и возможности их использования с учетом характеристик имеющегося на энергопредприятиях области топливоиспользующего оборудования.

Выводы. Условиям выбора альтернативного твердого топлива для энергетического использования в наибольшей мере по сравнению с другими ресурсами соответствует бурый уголь Таловского месторождения.

Ключевые слова:

Томская область, топливно-энергетический баланс региона, топливно-энергетические ресурсы, местные альтернативные источники топлива, Таловское бурогольное месторождение.

Введение

Долгосрочная энергетическая стратегия Российской Федерации в отношении регионов ориентирована на обеспечение гарантированной энергетической безопасности, в частности за счет формирования рационального топливно-энергетического баланса (ТЭБ) [1]. Для этого в ряде случаев предстоит преодолеть низкую вовлеченность в ТЭБ местных источников топливных ресурсов регионального или локального значения и соответственно доминирование внешних источников топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) [2]. Существующие проблемы при формировании рационального регионального ТЭБ системным образом проявляются на примере Томской области. По территории занимая менее 2 % от всей страны, находясь на шестом месте среди субъектов

РФ по добыче нефти и природного газа [3–5], уступая по прогнозируемым запасам торфа только Тюменской области [6], имея гигантский энергопотенциал лесов и суммарные разведанные запасы бурого угля в объеме на уровне 5 % всей страны [7–10], Томская область является энергодефицитной.

Объемы электроэнергии, привлекаемые за счет перебоев от электростанций соседних регионов, за последние годы составили 50–70 %, а с учетом существующего в настоящее время прироста потребления электроэнергии прогнозируется дальнейшее увеличение дефицита генерирующих мощностей в области [11].

Для полноты характеристики ТЭБ особо выделяют тот факт, что по условиям континентального климата более 85 % территории области относится к районам крайнего севера [7, 12]. Длительная и суровая зима с

продолжительностью отопительного периода в среднем по региону до 240 дней при минимальной температуре $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ для областного центра [12] выводит надежность теплоснабжения населения на уровень вопросов жизненной необходимости.

Изложенное определяет актуальность для Томской области рассмотрения возможности вовлечения местных ТЭР в энергетическое использование для диверсификации ТЭБ региона.

Источники тепло- и электроснабжения региона

Основными источниками централизованного электроснабжения на территории области являются тепловые электрические станции, на долю которых приходится 83 % от суммарной установленной электрической мощности [3]. Остальные 17 % составляют генерирующие мощности промышленных предприятий, среди которых преобладают газотурбинные установки [11].

Отдельные крупные предприятия, как правило, нефтедобывающего профиля используют децентрализованное электроснабжение от автономных газопоршневых электростанций. Имеются также в большом количестве дизельные электростанции, сосредоточенные в удаленных населенных пунктах, находящихся в труднодоступных районах области [4].

Теплоснабжение имеет схожие особенности. Централизованное теплоснабжение от тепловых электростанций, расположенных в черте двух крупнейших городов, имеют только Томск и Северск. Для всех других населенных пунктов области тепловую энергию поставляют многочисленные, в том числе муниципальные, котельные разной мощности [13].

Сложившиеся особенности такого распределения источников энергоснабжения имеют географически обусловленные причины. Более 90 % площади области занимают таежные леса и болота, труднодоступные и непригодные для проживания или малообжитые местности [7, 12]. Это, в свою очередь, определило и другие особенности региона, решающим образом влияющие на состояние и развитие топливно-энергетического комплекса. Во-первых, неравномерность распределения населения, при котором примерно 25 % проживает в сельских поселениях, разбросанных по территории региона, а подавляющая часть сосредоточена в южных районах области вокруг административного центра, причем в Томске проживает половина всех жителей области [4]. Во-вторых, следствием всего является слабое развитие транспортной инфраструктуры. Недостаток дорог с твердым покрытием приводит к тому, что доставка грузов во многие населенные пункты возможна только водным путем и авиатранспортом, а в зимнее время года – по ледовым дорогам.

Все крупные теплоэлектростанции Томской области, спроектированные для работы на угольном топливе, потребляют природный газ и уголь, причем расход природного газа квотируется. Использование природного газа сказывается на снижении конкурентоспособности их продукции на оптовом рынке электроэнергии. По этой причине тепловые электростан-

ции значительную часть времени вырабатывают электрическую энергию исходя из условия так называемого технологического минимума, который необходим для обеспечения графика теплоснабжения потребителей. Другие электростанции, задействованные в централизованной энергосистеме области, функционируют ориентируясь на потребности собственника своего базового предприятия. В результате выдают электроэнергию в общую сеть по остаточному принципу.

Котельные, обеспечивающие теплоснабжение, в большинстве случаев работают на жидком топливе, попутном или сжиженном газе. Те из них, которые расположены в районных центрах, куда возможна доставка угля по железной дороге или автомобильным транспортом, сжигают его в слоевых топках. Но общий объем потребления угля котельными невелик. Наконец, источники теплоснабжения местного значения, в основном в удаленных от центра и труднодоступных поселениях используют дрова [11].

В целом потребляемые топливно-энергетические ресурсы для целей генерации электрической и тепловой энергии можно охарактеризовать как разнообразные, хотя в наибольшей мере представлены природный или сжиженный газ, жидкое топливо и уголь. В совокупности этот объем потребления по разным оценкам превышает 2 млн т у.т. в год, причем соотношение в процентах по условному топливу газ/уголь/нефтепродукты составляет примерно 55/45/0,5 [3, 11]. Масштабы добычи нефти и газа в области позволяют удовлетворять энергетическое использование углеводородов в основном за счет собственных возможностей. Иначе обстоит дело с потреблением угля: весь его объем в области является привозным с месторождений Кузнецкого и Канско-Ачинского угольных бассейнов. Хотя маршруты перевозок не самые протяженные в Российской Федерации, но с учетом ежегодной перевозки примерно 1 млн т у.т. для областного бюджета формируется очень внушительная статья расхода.

Обобщение опубликованных данных и их анализ показывают, что топливно-энергетический комплекс Томской области имеет дефицит электрических мощностей (который проявляет тенденцию к возрастанию неудовлетворенных запросов по энергопотреблению) и характеризуется низкой конкурентоспособностью по сравнению с другими участниками Объединенной энергосистемы Сибири. Одна из наиболее важных причин несбалансированности ТЭБ области состоит в сложившейся безальтернативности использования внешних поставок твердого топлива, что вместе с тем актуализирует практическую значимость увеличения доли местных топливных ресурсов.

Наличие и использование топливных ресурсов

Разнообразие местных топливных ресурсов области превышает номенклатуру потребления ТЭР для нужд энергетического производства, причем разведанные и прогнозируемые запасы некоторых из них выходят за рамки только регионального значения. Наличие имеющихся запасов охватывает практически

весь спектр органических, в том числе ископаемых и возобновляемых, видов топлива. Среди них нефть и газ, уголь, торф, широкий перечень разновидностей биомассы (от отходов лесной и деревоперерабатывающей отраслей промышленности до твердых бытовых и сельскохозяйственных отходов).

Наиболее востребованным на современном этапе ресурсом являются нефтегазовые углеводороды, которые сосредоточены в более 100 выявленных месторождениях. Разведанные и извлекаемые ресурсы, то есть обеспечивающие существующий уровень добычи, составляют 276,6 млн т по нефти, 273,3 млрд м³ по природному газу, 33,4 млн т по газовому конденсату [5, 14]. Суммарно оцениваемые запасы природного газа находятся на уровне 1 трлн м³, а нефти – 1 млрд т [7]. При этом геологи не исключают появление на карте области новых месторождений, вследствие чего в перспективе возможен прирост запасов углеводородов [15].

В свете отмеченного естественно, что углеводородные ресурсы занимают доминирующее долевое положение в структуре ТЭБ области, даже несмотря на большие объемы их поставки в другие регионы страны. Масштабная добыча, а также наличие нефти и газотранспортных предприятий и нефтехимических заводов в регионе являются факторами, обеспечивающими, хотя и в пределах выделяемых квот, потребности крупных и малых энергопроизводителей.

Такие особенности ТЭБ региона имеют бесспорное позитивное влияние на экологическую ситуацию, снижая последствия так называемого «углеродного следа». Вместе с тем мало предсказуемые «взлеты» и «падения» цены углеводородов на мировом рынке отражаются на внутреннем ценообразовании и в конечном итоге дестабилизируют региональный бюджет. Наконец, монотопливное развитие ТЭБ территории входит в определенное противоречие с принципами энергетической безопасности [1].

Стоит отметить и еще один, на первый взгляд, конечно, менее важный аспект. Возможность сравнительно доступного перехода на сжигание природного газа в случае возникновения тех или иных эксплуатационных затруднений, которые часто имеют место в практике сжигания угольного топлива, снижают мотивацию инженерного корпуса и навыки в решении сложных научно-технологических задач, направленных на повышение эксплуатационной надежности, энергоэффективности и других показателей работы тепломеханического оборудования, его готовности к несению нагрузки на твердом топливе.

По объемам запасов к числу значимых топливных ресурсов области относится торф, по наличию которого Томская область уверенно находится на второй позиции в стране, а по занятой торфяными месторождениями территории (35,5 %) является абсолютным лидером [6, 16]. В границах залежей промышленного значения с общей площадью 7,7 млн га находятся более полутора тысяч месторождений с доказанными запасами торфа 29 млрд т [8, 16, 17]. По мнению отдельных специалистов, торф следует относить к возобновляемым видам природных ресурсов, поскольку

ежегодный прирост его массы преобладает над фактическим потреблением [18].

Именно так обстоит дело с этим видом органического топлива в Томской области, в результате чего надо полагать, что запасы его продолжают нарастать. Тем не менее за более чем тридцатилетний период разработки в общей сложности на 39 месторождениях добыча составила не более 33 млн т [6, 16, 17]. Наибольший объем добытого торфа 2,8 млн т приходится на 1988 г., но с 1998 г. промышленная добыча была прекращена [6].

Добываемый торф традиционно использовался в первую очередь для нужд сельского хозяйства как ценное удобрение, чему способствовали наличие и годы работы в Томске Сибирского НИИ сельского хозяйства и торфа. Опыт масштабного использования в качестве энергетического топлива в регионе практически отсутствует. По-видимому, по этой причине геологическая и экономическая изученность данного вида топливных ресурсов Томской области далека от своего завершения.

Исторически интерес к промышленному использованию торфа Томской области в энергетических целях в наибольшей мере связан с периодически возобновляющейся разработкой темы освоения Бакчарского железорудного месторождения [19, 20], локализованного в пределах юго-восточной части васюганских торфяных массивов. Химиками-технологами ТПУ [21] была предложена технология получения из торфа полукокса, пригодного для использования в металлургическом производстве. В отдаленной перспективе это может быть реализовано на практике. Наиболее детальной изученностью отличаются только четыре месторождения: Аркадьевское, Гусевское, Кандинское, Суховское [16]. Их суммарные запасы оцениваются в 570 млн т, что составляет менее трех процентов от запасов торфа в регионе [18]. Именно с этих месторождений использовались образцы для проводившихся в течение предшествующего десятилетия исследований [22, 23] по процессам и способам термической конверсии торфа в газообразные и твердые продукты, пригодные для сжигания в энергетических установках.

Технологическая осуществимость и экономическая эффективность этого направления характеризуется положительно только при условии территориальной близости производственных модулей к местам торфодобычи, а также при наличии транспортной инфраструктуры, обеспечивающей надежное топливоснабжение крупных энергопроизводителей. Поэтому только при осуществлении значительных инвестиций в теплотехнологическую переработку торфа и при его транспортной доступности этот ресурс в перспективе сможет, и то лишь частично, заменить привозное топливо для автономных энергетических установок, расположенных в удаленных поселениях. В этих условиях рассматривать торф как альтернативное топливо для централизованного производства электрической и тепловой энергии преждевременно.

Еще более повсеместно распространённым на территории области топливным ресурсом, чем торф, яв-

ляется биомасса. К этой категории местного сырья относятся прежде всего растительные, как естественные, так и техногенные, органические материалы. Учитывая площади, занятые лесами, региональный потенциал их топливно-энергетических ресурсов в общем балансовом исчислении характеризуется как огромный [7, 24] – 2,7 млрд куб. м, из которых более 27 % в хвойных лесах, а годовой прирост древесной массы составляет 27,4 млн куб. м. Согласно статистическим данным [25], не более 85 % заготавливаемой древесины идёт на производство лесоматериалов промышленным способом, ещё 4 % потребляется для бытового отопления. При этом в отходы от заготовки древесины и транспортировки её до места использования уходит не менее 11 %. В дальнейшем производстве изделий образуется опилочные отходы в объеме 6–30 %. В результате ежегодное количество отходов, накапливаемых на всех операциях – от вырубке леса до переработки древесины – составляет 350–360 тыс. куб. м [26]. Подсчитано [26, 27], что правильная организация санитарных рубок и ухода за лесами может увеличить полезное использование древесины, например, в виде дров, до 2 млн куб. м.

Многолетний опыт хозяйственной деятельности зарекомендовал древесину и лесные отходы на обширной территории области как вполне самостоятельное бытовое топливо (дрова). Можно рассмотреть их даже как сырье для энергетического использования, хотя и ограниченного по объему производства. Одно из ограничений для использования древесных ресурсов как возможной альтернативы для тепловых электростанций обусловлено отсутствием в регионе более производительных и освоенных технологий сжигания этого топлива, чем традиционные в неподвижном слое. Другим ограничивающим фактором является экономическая нецелесообразность транспортирования любой биомассы на дальние расстояния с целью топливоснабжения крупных энергопроизводителей по причине низкой удельной энергоёмкости. Эти недостатки распространяются и на другие виды биомассы, составляющие определённую часть топливных ресурсов, к которым относятся разнообразные отходы сельского хозяйства, коммунально-бытового сектора и агропромышленного производства.

Вместе с тем отмечается возрастание интереса мирового энергетического сообщества к различным технологиям, позволяющим повысить не только коэффициент полезного действия установок для прямого сжигания биомассы, но и получить из нее путем переработки продукты с более ценными энергетическими свойствами и повышенной прибавочной стоимостью [28–34]. За рубежом среди методов повышения эффективности энергетического использования биомассы получило распространение совместное сжигание её с углем [35–38]. Теоретический вклад в поддержку этих направлений вносят и томские ученые [38, 39].

Движущим стимулом большинства работ по вовлечению биомассы в топливно-энергетические балансы стран и отдельных регионов является ожидае-

мый природоохранный эффект [40–42]. Действительно, растительность в жизненном цикле в процессе фотосинтеза поглощает столько CO_2 , сколько затем выделяет при сжигании биомассы. Факт CO_2 -нейтральности биомассы позволяет при её сжигании, например, в смеси с углем уменьшить количество парниковых газов и других вредных выбросов пропорционально доле биомассы в смесевом топливе.

Несмотря на очевидные экологические преимущества биомассы как топлива, время её значения для региона в качестве альтернативного энергетического топлива в структуре ТЭБ области в обозримой перспективе не поддается какому-либо прогнозированию. Такие возможности могут реализоваться не только лишь при наступлении экономической целесообразности, но и при создании технологической совместности процессов подготовки и сжигания биомассы с задействованным в теплоэнергетике наиболее производительным оборудованием.

Соседствуя с угольными регионами, обладающими крупнейшими запасами мирового значения, – Кемеровской областью и Красноярским краем – Томская область никогда не воспринималась как значимая угленосная территория. Вместе с тем на ней зафиксированы более 100 локализаций бурого угля, в которых, по разным оценкам, сосредоточены суммарные ресурсы до 75,7 млрд т [3, 7, 8]. Геологически они относятся к Обь-Иртышскому угленосному бассейну, в юго-восточной его части, где специалисты выделяют по географо-экономическому положению 7 угленосных районов, на прогнозных площадях которых имеются угольные пласты с суммарной мощностью (залежи, толщи) более 5 м (рисунок).

Важной особенностью буроугольных ресурсов в свете направленности настоящей работы является то, что наиболее изученные с геологической точки зрения месторождения расположены в самой густонаселенной и промышленно развитой части Томской области. Из них к достаточно крупным и очень выгодно расположенным относится Таловское месторождение – 25 км от административного и промышленного центра области с его тепловыми электростанциями и 10–15 км от других основных потенциальных потребителей. Общие прогнозируемые ресурсы этого месторождения при средней мощности угольных пластов 3,9 м составляют 3 млрд 625,6 млн т [3, 7, 8], что позволит вести годовую добычу открытым способом в объеме не менее 7,5 млн т [43]. Для общей характеристики Таловского месторождения немаловажно то, что на северо-востоке от него выявлены от одного до четырех угольных пластов, формирующих Таловскую углеперспективную площадь с прогнозными ресурсами до 1 млрд т подобного по качеству угля [43].

Горно-геологические особенности месторождения и технические условия его разработки оценивались только в предварительном порядке, поскольку до реальных подходов к разработке дело не доходило, а интерес усиливался только по мере актуализации вопроса об освоении Бакчарского железорудного месторождения. Тем не менее были определены участки для первоочередной отработки Таловского месторож-

дения и получены основные ориентиры по геолого-экономическим показателям в границах этих участков [43]: суммарная мощность угольных пластов – 3,8–13,3 м; глубина их залегания – 27–80 м; угол па-

дения – не более 5 градусов; коэффициент вскрышных работ – 6,46 м³/т. Общая продолжительность эксплуатации углеразреза при таких его показателях прогнозируется около 30 лет.

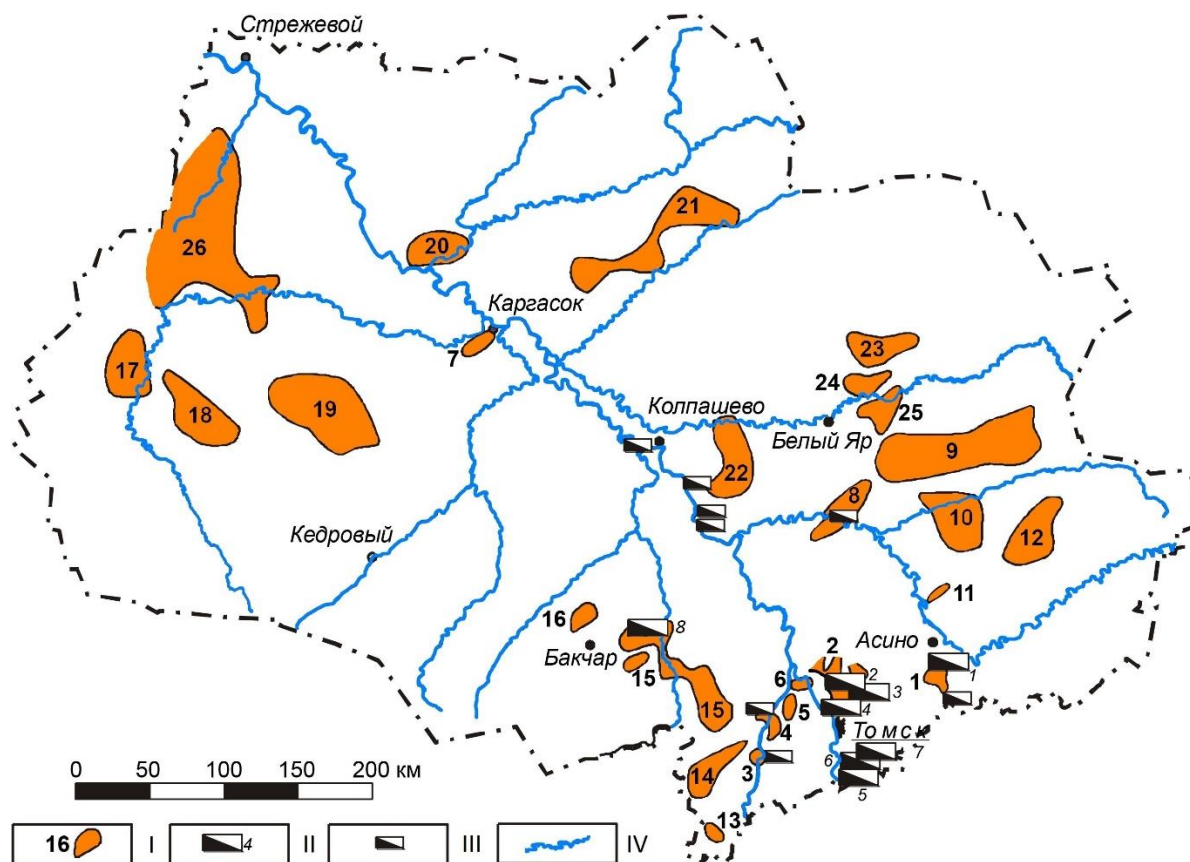


Рисунок. Схематическое расположение бурого углеродных локализаций на территории Томской области [8]: I – угленосные районы: 1, 2 – Томский, 3–7 – Долинный, 8–12 – Чулымский, 13–16 – Бакчаро-Чаинский, 17–25 – Васюган-Тымский, 26 – Александровский; II – месторождения: 1 – Яйское, 2 – Таловское, 3 – Туганское, 4 – Реженское, 5 – Ярское, 6 – Казанское, 7 – Вороновское, 8 – Бакчарское; III – проявления; IV – речная сеть

Figure. Schematic allocation of brown coal deposits on the territories of Tomsk region [8]: I – coal-bearing areas: 1, 2 – Tomsk, 3–7 – Dolinny, 8–12 – Chulyum, 13–16 – Bakcharo-Chainskiy, 17–25 – Vasyugan-Tymsky, 26 – Aleksandrovskiy; II – deposits: 1 – Yaya, 2 – Talovsk, 3 – Tugan, 4 – Rezhenskoe, 5 – Yarskoe, 6 – Kazan, 7 – Voronovskoe, 8 – Bakchar; III – manifestations; IV – river net

Приведенный выше анализ показывает, что по определяющим признакам, таким как сконцентрированность и географическое местоположение запасов, экономические предпосылки их использования, технологическая совместимость с топливосжигающим оборудованием источников централизованного тепло- и электроснабжения, в качестве альтернативного местного топлива, соответствующего основным принципам региональной энергетической безопасности, в первую очередь следует рассматривать бурый уголь Таловского месторождения.

Бурый уголь Таловского месторождения

Уголь Таловского месторождения относится к группе Б2 ранней стадии углефикации, проходившей в условиях заболоченности речных долин [44]. Вследствие этого является высоковлажным с диапазоном влажности рабочего состояния 29–60 %, причем преобладающая часть влаги (90 %) находится во внешней

составляющей, а в аналитическом состоянии содержится не более 10 % [44]. Согласно исследованиям теплотехнических свойств [44], керновые пробы на охваченных разведочным бурением площади и глубине показали зольность рабочей массы – 8–57 %, выход летучих в пересчете на сухую беззольную (горючую) массу – 58–71 %. Состав (%) элементов сухой беззольной массы: углерод – 5,9–79,4; водород – 1,2–7,3; сера – 0,1–2,0; азот – 0,5–3; кислород – 13,1–40,4. Соответственно диапазону изменения элементного состава оказались значения теплоты сгорания угля низшей на рабочую массу – $5 \cdot 10^3$ – $13,25 \cdot 10^3$ кДж/кг [44–46]. Такой уровень теплотворной способности характерен для многих бурых углей, которые известны как используемые в энергетических целях. Наряду с этим установленный диапазон теплотехнических характеристик свидетельствует о том, что керновыми пробами были охвачены не только собственно угольные пласты, но и прилегающие к ним вмещающие массивы.

Вместе с этим очевидно, что настолько широкий диапазон значений теплоты сгорания рабочей массы для исследованных керновых проб объясняется большими колебаниями зольности и влажности. Диапазон изменения теплоты сгорания предстает существенно сокращённым, если её значения пересчитать на сухое состояние угля. Действительно, значения низшей теплоты сгорания при этом повышаются вплоть до $25,38 \cdot 10^3$ кДж/кг. Этот факт свидетельствует о целесообразности подсушивания угля перед его непосредственным использованием.

Имея в виду влияние минеральной части твердого топлива на его свойства и процессы сжигания в энергетических установках, авторы [47] выделяют три

диапазона зольности угля по степени его пригодности для использования в имеющихся в регионе технологиях. Уголь с зольностью сухой массы не более 20 % (включительно) охарактеризован как наиболее благоприятный для энергетического сжигания. Уголь в диапазоне зольности $A^d=20-30$ % определен как пригодный для сжигания при реализации соответствующих инжиниринговых мероприятий. Уголь с зольностью $A^d=30-45$ % – топливо ограниченного использования, например, в вариантах сжигания в смеси.

Свойства золы, имеющие значение при теплотехническом использовании твердого топлива, приведены для трех диапазонов зольности таловского угля в таблице.

Таблица. Характеристики и состав минеральной/негорючей части таловского бурого угля [47]

Table. Characteristics and composites of mineral/non-flammable part of Talovsk brown coal [47]

Интервал зольности Ash content spacing	Температуры плавкости золы Ash fusibility temperature			Начало нормального жидкого шлакоудаления Beginning of regular slag drip			Температура начала шлакования Temperature of slag disposal	
%	°C							
A^d	t_a	t_b	t_c	$t_{н.ж}$			$t_{шл}$	
≤20	1185	1290	1375	1375			985	
20–30	1210	1300	1380	1425			990	
30–45	1260	1350	1395	1525			1015	
	Состав бессульфатной массы/Contents of sulfated-less bulk, %							
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O
≤20	46,9	25,3	1,7	10,0	13,0	1,6	0,9	0,6
20–30	46,9	24,6	1,9	12,2	12,0	1,2	0,8	0,5
30–45	59,2	21,2	2,1	7,4	7,1	1,1	1,4	0,6

С учетом этих данных были выполнены прогнозные оценки рабочих процессов с участием золы в газовых трактах пылеугольных котлов и в целом влиянии минеральной части угля на их работу [45, 47]. Основная особенность этих процессов определяется типично кислотными свойствами и умеренной тугоплавкостью золы. При этом существенно важно, что свыше 60 % золообразующих компонентов угля представлены внешней, кремнийсодержащей породной примесью, которая механически отделяема от теплотворной органической массы, в том числе в процессе пылеприготовления. Примечательно, что при таком обширном диапазоне изменения зольности угля показатели его плотности охватывают довольно узкий интервал: истинная плотность – $1,66-1,86$ г/см³, а кажущаяся – $0,8-1,1$ г/см³. Подобные значения характерны для высокозольных бурых углей таких, например, как расположенные на Дальнем Востоке Артемовское и Бикинское месторождения. Имеются и другие примеры использования на тепловых электростанциях углей с близкими свойствами [48, 49], что позволяет переносить известный эксплуатационный опыт на практику сжигания таловского угля. Нельзя не отметить такое привлекательное его свойство, как очень низкое содержание серы, что позволяет минимизировать вредные выбросы оксидов с дымовыми газами.

В свете направленного настоящего анализа представляют интерес исследования термической переработки, которые показали, что таловский уголь является перспективным сырьем для газификации или полукоксования. Полукоксы, получаемый в процессе низкотемпературного пиролиза, за счет своей пори-

стости становится реакционно-активным при горении, обладает более высокой теплотой сгорания, чем натуральный таловский уголь. Поэтому, по оценкам исследователей [47, 50], полукоксы являются транспортным топливом, что может расширить сферу его использования вплоть до рассредоточенных котельных систем жилищно-коммунального хозяйства и до бытового потребления населением области.

Заключение

Среди разнообразия топливных ресурсов Томской области условиям выбора альтернативного твердого топлива для энергетического использования в наибольшей мере соответствует бурый уголь Таловского месторождения.

В целом по совокупности теплотехнических свойств уголь Таловского месторождения значительно уступает привозному твердому топливу, особенно по теплоте сгорания. Поэтому, не входя в круг вопросов о реконструкции или модернизации действующего топливосжигающего оборудования, которые имеют самостоятельное значение, можно рассматривать несколько вариантов использования таловского угля как топлива для централизованного энергопроизводства, исключая непосредственное сжигание «сырого», свежедобытого угля. Во-первых, сжигание с предварительной подсушкой до величины влажности, не лимитирующей нормальное ведение топочного процесса. Во-вторых, сжигание в смеси с привозным углем, которое можно сочетать с первым вариантом. Еще одним вариантом может стать производство полукоксы, который пригоден для любых из имеющихся

в регионе технологий топливосжигания. В камерных топках пылеугольных котлов электростанций полукокс можно использовать не только как самостоятельное топливо, но и в смеси с сушённой таловского угля или с привозным углём. Использование полукокса для брикетирования позволит получать топливо для слоевых топков, составляющих основу муниципальных источников теплоснабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» // Собрание законодательства РФ. – 15.06.2020. – № 24. – Ст. 3847.
2. Распоряжение Правительства РФ от 13.06.2020 № 1582-р «Об утверждении Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 года» // Собрание законодательства РФ. – 22.06.2020. – № 25. – Ст. 3963.
3. Постановление Государственной Думы Томской области от 28.02.2008 № 1008 «Об утверждении Энергетической стратегии Томской области на период до 2020 года» // Департамент промышленности и энергетики Администрации Томской области. 2008. URL: <https://depenerg.tomsk.gov.ru/files/front/download/id/43598> (дата обращения 12.03.2022).
4. Постановление Законодательной Думы Томской области от 26.03.2015 № 2580 «Об утверждении Стратегия социально-экономического развития Томской области до 2030 года» // Официальный интернет-портал Администрации Томской области. 2015. URL: <https://tomsk.gov.ru/files/front/download/id/34591> (дата обращения 12.03.2022).
5. Нефтегазовый комплекс России – 2020. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная и др. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2021. – 88 с.
6. Оценка современного состояния перспективных для освоения участков торфяных месторождений Томской области / А.А. Синюткина, А.А. Малолетко А.А. Беленко, Л.П. Гашкова, Ю.А. Харанжевская // Достижения науки и техники АПК. – 2014. – Т. 28. – № 12. – С. 72–75.
7. Томская область: трудный выбор своего пути / В.А. Крюков, В.В. Шмат, В.И. Нефедкин, А.Е. Севастьянова, В.Ю. Силкин, А.Н. Токарев / под ред. В.В. Кулешова. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2014. – 260 с.
8. Черняев Е.В., Бернатонис В.К., Боярко Г.Ю. Твердые полезные ископаемые Томской области // Региональная геология. Геология месторождений полезных ископаемых: Материалы Международной научно-технической конференции. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2001. – С. 361–368.
9. Myasnikov A. Reformation and features of forest-forming processes in southeast of Western Siberia. Tomsk region, Russia // Indian Journal of Ecology. – 2021 – V. 48. – № 1. – P. 216–218.
10. Pelkki M.H., Kirillova N.V., Sedykh V.N. The forests of Western Siberia: new century, new role // Journal of Forestry. – 2001. – V. 99. – № 7. – P. 21–27.
11. Распоряжение губернатора Томской области от 30.04.2019 № 114-р «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Томской области на период 2020–2024 годов» // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. 2019. URL: <https://docs.cntd.ru/document/467955148> (дата обращения 12.03.2022).
12. География Сибири в начале XXI века. Т. 5: Западная Сибирь / отв. ред. Ю.И. Винокуров, Б.А. Красноярова. – Новосибирск: Гео, 2016. – 447 с.
13. Тайлашева Т.С., Красильникова Л.Г., Воронцова Е.С. Оценка вредных выбросов в атмосферу от котельных Томской области // Известия Томского политехнического университета. Теплоэнергетика. – 2013. – Т. 322. – № 4. – С. 52–55.
14. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia. – Reston Virginia: U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G, 2003. – 49 p.
15. Новые перспективные объекты для открытия крупных месторождений нефти и газа на юго-востоке Томской области / В.В. Ростовцев, Е.Ю. Липихина, В.В. Лайнвебер, В.Н. Ростовцев // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 63–71.
16. Торфяные ресурсы Томской области и их использование / Л.И. Инишева, В.С. Архипов, С.Г. Маслов, Л.С. Михантьева. – Новосибирск: Редакционно-полиграфическое объединение СО РАСХН, 1995. – 88 с.
17. Нечепуренко А. Болотные перспективы // Недра и ТЭК Сибири. – 2013. – № 11 (89). – С. 13.
18. Geochemical and mineralogical features of the substrates of the Vasyugan Mire, Western Siberia, Russia / M. Rudmin, M.J. Wilson, L. Wilson, O. Savichev, T. Yakich, M. Shaldybin, A. Ruban, R. Tabakaev, K. Ibraeva, A. Mazurov // Catena. – 2020. – V. 194. – P. 104781.
19. Перспективы комплексного освоения Бакчарского железорудного месторождения (Западная Сибирь, Россия) / М.А. Рудмин, А.К. Мазуров, И.В. Рева, М.Д. Стеблецов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 10. – С. 85–94.
20. Применение новых технологий для освоения Бакчарского железорудного месторождения / Н.Х. Белоус, Е.Я. Горюхин, В.И. Лунёв, М.С. Паровинчак, Ю.В. Чесноков, А.Б. Шашкин // Томская горнодобывающая компания. Сборник публикаций к 5-летию ТомГДК. 2001–2005 гг. – Томск: STT, 2006. – С. 64–66.
21. Смольянинов С.И., Маслов С.Г. Термобрикетирование торфа. – Томск: Изд-во ТГУ, 1975. – 108 с.
22. Заворин А.С., Казаков А.В., Табакаев Р.Б. Экспериментальные предпосылки к технологии производства топливных брикетов из торфа // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 4. – С. 18–22.
23. Теплотехнология переработки низкосортного топлива в высококалорийные топливные брикеты / Р.Б. Табакаев, А.С. Заворин, А.В. Казаков, И.Г. Черемисин // Энергосбережение и водоподготовка. – 2014. – № 6 (92). – С. 29–33.
24. Приказ Департамента лесного хозяйства Томской области от 15.02.2021 № 2 «Об утверждении ведомственной целевой программы Томской области «Повышение эффективности развития лесов Томской области на 2021–2023 годы» // Официальный интернет-портал Администрации Томской области. 2021. URL: <https://www.tomsk.gov.ru/documents/front/view/id/66156> (дата обращения 28.02.2022).
25. Отчёт о деятельности лесной отрасли Томской области за 2020 год // Департамент лесного хозяйства Томской области. 2021. URL: <https://deples.tomsk.gov.ru/files/front/download/id/303947> (дата обращения 12.03.2022).
26. Степанов В.И., Мезина Н.А. Отходы лесной промышленности и их использование в национальном хозяйстве // Вестник российского экономического университета имени Г.В. Плеханова. – 2012. – № 3 (45). – С. 83–88.
27. Воронцов Н. В списке регионов по объёму заготовки дров в 2020 году Томская область заняла четвертое место // Томская интернет газета. 2021. URL: <https://gt-tomsk.ru/news/v-spiske-regionov-po-obemu-zagotovki-drov-v-2020-godu-tomskaya-oblast-zanyala-chetvertoe-mesto> (дата обращения 28.02.2022).
28. Furniture wood waste as a potential renewable energy source / A. Plis, M. Kotyczka-Moranska, M. Kopczyński, G. Labojko // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. – 2016. – V. 125. – № 3. – P. 1357–1371.
29. Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review / M.J.C. van der Stelt, H. Gerhauser, J.H.A. Kiel, K.J. Ptasinski // Biomass and Bioenergy. – 2011. – V. 35. – № 9. – P. 3748–3762.

30. Biomass waste as sustainable raw material for energy and fuels / N.M. Clauser, G. Gonzalez, C.M. Mendieta, J. Kruyeniski, M.C. Area, M.E. Vallejos // Sustainability. – 2021. – V. 13. – № 2. – P. 794.
31. Feasibility of agriculture biomass power generation in Morocco: techno-economic analysis / A.A. Mana, A. Allouhi, K. Ouazzani, A. Jamil // Journal of Cleaner Production. – 2021. – V. 295. – P. 126293.
32. Thermal processing of biomass into high-calorific solid composite fuel / R. Tabakaev, I. Shanenkov, A. Kazakov, A. Zavorin // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – 2017. – V. 124. – P. 94–102.
33. Ash contents and ash-forming elements of biomass and their significance for solid biofuel combustion / S.V. Vassilev, C.G. Vassileva, Y.-C. Song, W.-Y. Li, J. Feng // Fuel. – 2017. – V. 208. – P. 377–409.
34. Schorling M., Enders C., Voigt C.A. Assessing the cultivation potential of the energy crop *Miscanthus × giganteus* for Germany // GCB Bioenergy. – 2015. – V. 7. – № 4. – P. 763–773.
35. Robinson A.L., Junker H., Baxter L.L. Pilot-scale investigation of the influence of coal-biomass cofiring on ash deposition // Energy Fuels. – 2002. – V. 16. – № 2. – P. 343–355.
36. Co-firing of coal and cattle feedlot biomass (FB) Fuels. Part III: fouling results from a 500,000 BTU/h pilot plant scale boiler burner / K. Annamalai, J. Sweeten, M. Freeman, M. Mathur, W. O'Dowd, G. Walbert, S. Jones // Fuel. – 2003. – V. 82. – № 10. – P. 1195–1200.
37. Test results from sugar cane bagasse and high fiber cane co-fired with fossil fuels / S.Q. Turn, B.M. Jenkins, L.A. Jakeway, L.G. Blevins, R.B. Williams, G. Rubenstein, C.M. Kinoshita // Biomass and Bioenergy. – 2006. – V. 30. – № 6. – P. 565–574.
38. Characteristics and conditions for ignition of bio-coal mixtures based on coal and forest combustible material / S.V. Syrodoy, G.V. Kuznetsov, N.Y. Gutareva, Zh.A. Kostoreva, A.A. Kostoreva, N.A. Nigay // Journal of the Energy Institute. – 2020. – V. 93. – № 5. – P. 1978–1992.
39. Thermal enrichment of different types of biomass by low-temperature pyrolysis / R. Tabakaev, I. Kanipa, A. Astafev, A. Zavorin, Y. Dubinin, N. Yazykov, V. Yakovlev // Fuel. – 2019. – V. 245. – P. 29–38.
40. Nunesa L.J.R., Matias J.C.O., Catalao J.P.S. A review on torrefied biomass pellets as a sustainable alternative to coal in power generation // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – V. 40. – P. 153–160.
41. Verzhinina K.Yu., Shlegel N.E., Strizhak P.A. Impact of environmentally attractive additives on the ignition delay times of slurry fuels: Experimental study // Fuel. – 2019. – V. 238. – P. 275–288.
42. Emission characteristics of PCDD/Fs, PAHs and PCBs during the combustion of sludge-coal water slurry / X. Zhao, W. Zhu, J. Huang, M. Li, M. Gong // Journal of the Energy Institute. – 2015. – V. 88. – № 2. – P. 105–111.
43. Проект комплексного освоения Таловского бурогоугольного месторождения / В.С. Скобельский, Ю.Н. Нисковский, В.И. Лунев, К.М. Паровинчак // Томская горнодобывающая компания. Сборник публикаций к 5-летию ТомГДК. 2001–2005 гг. – Томск: STT, 2006. – С. 68–69.
44. Теплотехнические свойства углей Таловского месторождения Томской области / А.С. Заворин, С.К. Карякин, С.Г. Маслов, В.И. Николаева, С.Х. Сиразитдинова, О.А. Ласовская // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 2. – С. 131–136.
45. Казакова О.А., Заворин А.С., Казаков А.В. Оценка технологических параметров при энергетическом использовании угля Таловского месторождения Томской области // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 4. – С. 45–50.
46. Investigation of the elemental and technical composition and thermophysical properties of coal samples from the Talovsky deposit of Siberia / A.S. Zavorin, V.I. Salomatov, R.B. Tabakaev, V.A. Karelin, V.V. Salomatov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – V. 1128. – P. 012101.
47. Казакова О.А., Заворин А.С., Казаков А.В. Исследование угля Таловского месторождения Томской области. – Томск: STT, 2010. – 172 с.
48. Скуратов А.П., Козлов С.Г. Топочные процессы при сжигании шлакующих канско-ачинских углей: монография. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2021. – 172 с.
49. Серант Ф.А. Пылеугольные котлы с кольцевой топкой для крупных энергоблоков. Издание второе, переработанное и дополненное результатами освоения и испытаний первого промышленного котла 820 т/ч с кольцевой топкой. – Кемерово: Изд-во ООО «Фортуна Принт», 2021. – 256 с.
50. Табакаев Р.Б., Казаков А.В., Заворин А.С. Перспективность низкосортных топлив Томской области для теплотехнологического использования // Известия Томского политехнического университета. Теплоэнергетика. – 2013. – Т. 323. – № 4. – С. 41–46.

Поступила: 20.04.2022 г.

Информация об авторах

Заворин А.С., доктор технических наук, профессор научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Тайлашева Т.С., кандидат технических наук, доцент научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Буваков К.В., кандидат технических наук, доцент научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Долгих А.Ю., старший преподаватель научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Воронцова Е.С., ассистент научно-образовательного центра И.Н. Бутакова Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 620.91(571.16)

FUEL RESOURCES OF TOMSK REGION FOR ALTERNATIVE ENERGY USAGE**Alexander S. Zavorin¹,**
zavorin@tpu.ru**Tatyana S. Taylasheva¹,**
taylasheva@tpu.ru**Konstantin V. Buvakov¹,**
kvb@tpu.ru**Aleksandr Yu. Dolgikh¹,**
shurad@tpu.ru**Elena S. Vorontsova¹,**
ves@tpu.ru¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance of the research is determined by the importance of rationalized regional fuel and energy balance plan organization which is directed towards overcoming dependence on outsourced (imported) fuel resources. This conduces to energy security of the territories and correlates to the goals of environmental protection strategy and energy efficiency.

Goal: comparing local fuel resources by the suitability for effective usage in the fuel and energy balance plan of Tomsk region.

Objects: fuel and energy complex of Tomsk region and its current balance; region fuel and energy resources, oil and gas hydrocarbons, brown coal, peat, green biomasses in forms of natural and anthropogenic organic fuel.

Methods: systematizing information from open sources, analytical review and appraisal procedure.

Results. Brief characteristic of Tomsk region energy balance shows its energy deficiency. The publications regarding fuel energy complex of region are summed up. Tendency of increasing unsatisfaction of demand on energy consumption was confirmed as well as low level of competitiveness comparing to other members of United energy system of Siberia. All variety of region's fuel storages which can be defined as fuel energy resources were examined, the level of their research, the proved and evaluated reserves as well the accessibility of their location to potential consumers were examined too. The information about heat engineering qualities of local fuel and energy resources are provided as well as information regarding possibilities of their usage with account of characteristics of presented equipment of energy companies.

Conclusion. The brown coal of Talovsk deposit meets the main selection criterion for alternative fossil fuel for energy usage unlike other candidates.

Key words:

Tomsk region, fuel and energy balance of the region, fuel and energy resources, local alternative fuel sources, Talovsk brown coal deposit.

REFERENCES

1. *Rasporyazhenie Pravitelstva RF ot 09.06.2020 № 1523-r «Ob utverzhdenii Energeticheskoy strategii Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda»* [Decree of the Government of the Russian Federation dated June 9, 2020 no. 1523-r «On approval of the Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035»]. *Sobranie zakonodatelstva RF*, 15.06.2020, no. 24, St. 3847.
2. *Rasporyazhenie Pravitelstva RF ot 13.06.2020 № 1582-r «Ob utverzhdenii Programmy razvitiya ugolnoy promyshlennosti Rossii na period do 2035 goda»* [Decree of the Government of the Russian Federation dated June 13, 2020 no. 1582-r «On Approval of the program for the development of the Russian coal industry for the period up to 2035»]. *Sobraniye zakonodatelstva RF*, 22.06.2020, no. 25, St. 3963.
3. *Postanovlenie Gosudarstvennoy Dumy Tomskoy oblasti ot 28.02.2008 № 1008 «Ob utverzhdenii Energeticheskoy strategii Tomskoy oblasti na period do 2020 goda»* [Decree of the State Duma of the Tomsk Region dated February 28, 2008 no. 1008 «On approval of the Energy Strategy of the Tomsk Region for the period up to 2020»]. Available at: <https://depenerg.tomsk.gov.ru/files/front/download/id/43598> (accessed 12 March 2022).
4. *Postanovlenie Zakonodatelnoy Dumy Tomskoy oblasti ot 26.03.2015 № 2580 «Ob utverzhdenii Strategiya sotsialno-ekonomicheskogo razvitiya Tomskoy oblasti do 2030 goda»* [Decree of the Legislative Duma of the Tomsk Region dated March 26, 2015 no. 2580 «On Approval of the Strategy for the Social and Economic Development of the Tomsk Region until 2030»]. Available at: <https://tomsk.gov.ru/files/front/download/id/34591> (accessed 12 March 2022).
5. Filimonova I.V., Nemov V.Yu., Provornaya I.V. *Neftegazovy kompleks Rossii – 2020. Chast 1. Neftyanaya promyshlennost – 2020: dolgo-srochnye tendentsii i sovremennoe sostoyanie* [Oil and gas complex of Russia – 2020. Part 1. Oil industry – 2020: long-term trends and current state]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2021. 88 p.
6. Sinyutkina A.A., Maloletko A.A., Belenko A.A., Gashkova L.P., Kharanzhevskaya Y.A. Assessments of the current state of the peatlands prospective areas for their wise use in Tomsk region. *Achievements of science and technology in agro-industrial complex*, 2014, vol. 28, no. 12, pp. 72–75. In Rus.
7. Kryukov V.A., Shmat V.V., Nefedkin V.I., Sevastyanova A.E., Silkin V.Yu., Tokarev A.N. *Tomskaya oblast: trudnyy vybor svoego puti* [Tomsk region: a difficult choice of one's path]. Novosibirsk, IEOPP SO RAN Publ., 2014. 260 p.
8. Chernyaev E.V., Bernatonis V.K., Boyarko G.Yu. Tverdye poleznye iskopayemye Tomskoy oblasti [Solid minerals of the Tomsk region]. *Regionalnaya geologiya. Geologiya mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii*. [Regional geology. Geology of mineral deposits. Proceedings of the International Scientific and Technical Conference]. Tomsk, National Research Tomsk Polytechnic University Publ., 2001. pp. 361–368.
9. Myasnikov A. Reforestation and features of forest-forming processes in southeast of Western Siberia. Tomsk region, Russia. *Indian Journal of Ecology*, 2021, vol. 48, no. 1, pp. 216–218.

10. Pelkki M.H., Kirillova N.V., Sedykh V.N. The forests of Western Siberia: new century, new role. *Journal of Forestry*, 2001, vol. 99, no. 7, pp. 21–27.
11. *Rasporyazhenie gubernatora Tomskoy oblasti ot 30.04.2019 № 114-r «Ob utverzhenii skhemy i programmy razvitiya elektroenergetiki Tomskoy oblasti na period 2020–2024 godov»* [Order of the Governor of the Tomsk Region dated April 30, 2019 No. 114-r «On Approval of the Scheme and Program for the Development of the Electric Power Industry of the Tomsk Region for the Period 2020–2024»]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/467955148> (accessed 12 March 2022).
12. Vinokurov Yu.I., Krasnoyarova B.A. *Geografiya Sibiri v nachale XXI veka. T. 5: Zapadnaya Sibir* [Geography of Siberia in the early 21st century. Vol. 5: Western Siberia]. Novosibirsk, Geo Publ., 2016. 447 p.
13. Taylasheva T.S., Krasnikova L.G., Estimation of harmful emissions into the atmosphere from boiler houses of the Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 4, pp. 52–55. In Rus.
14. Ulmish G.F. *Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia*. Reston Virginia, U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G, 2003. 49 p.
15. Rostovtsev V.V., Lipikhina E.Yu., Lainveber V.V., Rostovtsev V.N. New exploration targets for large oil and gas fields discovery in the south-east of Tomsk region. *Oil and gas geology*, 2019, no. 2, pp. 63–71. In Rus.
16. Inisheva L.I., Arkhipov V.S., Maslov S.G., Mikhanteyeva L.S. *Torfyanye resursy Tomskoy oblasti i ikh ispolzovanie* [Peat resources of the Tomsk region and their use]. Novosibirsk, SO RASKHN Publ., 1995. 88 p.
17. Nechepurenko A. Bolotnye perspektivy [Swamp prospects]. *Nedra i TEK Sibiri*, 2013, no. 11 (89), pp. 13.
18. Rudmin M., Wilson M.J., Wilson L., Savichev O., Yakich T., Shaldybin M., Ruban A., Tabakaev R., Ibraeva K., Mazurov A. Geochemical and mineralogical features of the substrates of the Vasyugan Mire, Western Siberia, Russia. *Catena*, 2020, vol. 194, pp. 104781.
19. Rudmin M.A., Mazurov A.K., Reva I.V., Stebletsov M.D. Prospects of integrated development of Bakchar iron deposit (Western Siberia, Russia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 10, pp. 85–94. In Rus.
20. Belou N.H., Goryukhin E.Ya., Lunov V.I., Parovinchak M.S., Chesnokov Yu.V., Shashkin A.B. *Primenenie novykh tekhnologii dlya osvoyeniya Bakcharskogo zhelezorudnogo mestorozhdeniya* [Application of new technologies for the development of the Bakchar iron ore deposit]. *Tomskaya gornodobyvayushchaya kompaniya. Sbornik publikatsiy k 5-letiyu TomGDK. 2001–2005 gg.* [Tomsk Mining Company. Collection of publications for the 5th anniversary of TomGDK. 2001–2005]. Tomsk, STT Publ., 2006. pp. 64–66.
21. Smolyaninov S.I. *Termobriketirovanie torfa* [Thermal briquetting of peat]. Tomsk, TGU Publ., 1975. 108 p.
22. Zavorin A.S., Kazakov A.V., Tabakaev R.B. Experimental prerequisites for the technology of production of fuel briquettes from peat. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 4, pp. 18–22. In Rus.
23. Tabakaev R.B., Zavorin A.S., Kazakov A.V., Cheremisin I.G. Thermotechnological processing of low-grade fuel in high-calorie fuel briquettes. *Energoberezhenie i vodopodgotovka*, 2014, no. 6 (92), pp. 29–33. In Rus.
24. *Prikaz Departamenta lesnogo khozyaystva Tomskoy oblasti ot 15.02.2021 № 2 «Ob utverzhenii vedomstvennoy tselevoy programmy Tomskoy oblasti «Povyshenie effektivnosti razvitiya lesov Tomskoy oblasti na 2021–2023 gody»* [Order of the Department of Forestry of the Tomsk Region dated February 15, 2021 No. 2 «On Approval of the Departmental Target Program of the Tomsk Region «Improving the Efficiency of Forest Development in the Tomsk Region for 2021–2023»]. Available at: <https://www.tomsk.gov.ru/documents/front/view/id/66156> (accessed 28 February 2022).
25. *Otchet o deyatelnosti lesnoy otrasli Tomskoy oblasti za 2020 god* [Report on the activities of the forest industry of the Tomsk region for 2020]. Available at: <https://deples.tomsk.gov.ru/files/front/download/id/303947> (accessed 12 March 2022).
26. Stepanov V.I., Mezina N.A. Otkhody lesnoy promyshlennosti i ikh ispolzovanie v natsionalnom khozyaystve [Waste of the forestry industry and their use in the national economy]. *Vestnik rossiyskogo ekonomicheskogo universiteta imeni G.V. Plekhanova*, 2012, no. 3 (45), pp. 83–88.
27. Vorontsov N. *V spiske regionov po obyemu zagotovki drov v 2020 godu Tomskaya oblast zanyala chetvertoe mesto* [In the list of regions in terms of the volume of firewood harvested in 2020, the Tomsk region took fourth place]. Available at: <https://gt-tomsk.ru/news/v-spiske-regionov-po-obemu-zagotovki-drov-v-2020-godu-tomskaya-oblast-zanyala-chetvertoe-mesto> (accessed 12 March 2022).
28. Plis A., Kotyczka-Moranska M., Kopczynski M., Labojko G. Furniture wood waste as a potential renewable energy source. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 2016, vol. 125, no. 3, pp. 1357–1371.
29. Van der Stelt M.J.C., Gerhauser H., Kiel J.H.A., Ptasinski K.J. Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: a review. *Biomass and Bioenergy*, 2011, vol. 35, no. 9, pp. 3748–3762.
30. Clauser N.M., Gonzalez G., Mendieta C.M., Kruiyanski J., Arca M.C., Vallejos M.E. Biomass Waste as Sustainable Raw Material for Energy and Fuels. *Sustainability*, 2021, vol. 13, no. 2, pp. 794.
31. Mana A.A., Allouhi A., Ouazzani K., Jamil A. Feasibility of agriculture biomass power generation in Morocco: Techno-economic analysis. *Journal of Cleaner Production*, 2021, vol. 295, pp. 126293.
32. Tabakaev R., Shanenkov I., Kazakov A., Zavorin A. Thermal processing of biomass into high-calorific solid composite fuel. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2017, vol. 124, pp. 94–102.
33. Vassilev S.V., Vassileva C.G., Song Y.-C., Li W.-Y., Feng J. Ash contents and ash-forming elements of biomass and their significance for solid biofuel combustion. *Fuel*, 2017, vol. 208, pp. 377–409.
34. Schorling M., Enders C., Voigt C.A. Assessing the cultivation potential of the energy crop *Miscanthus × giganteus* for Germany. *GCB Bioenergy*, 2015, vol. 7, no. 4, pp. 763–773.
35. Robinson A.L., Junker H., Baxter L.L. Pilot-Scale Investigation of the Influence of Coal-Biomass Cofiring on Ash Deposition. *Energy Fuels*, 2002, vol. 16, no. 2, pp. 343–355.
36. Annamalai K., Sweeten J., Freeman M., Mathur M., O'Dowd W., Walbert G., Jones S. Co-firing of coal and cattle feedlot biomass (FB) Fuels. P. III: fouling results from a 500,000 BTU/h pilot plant scale boiler burner. *Fuel*, 2003, vol. 82, no. 10, pp. 1195–1200.
37. Turn S.Q., Jenkins B.M., Jakeway L.A., Blevins L.G., Williams R.B., Rubenstein G., Kinoshita C.M. Test results from sugar cane bagasse and high fiber cane co-fired with fossil fuels. *Biomass and Bioenergy*, 2006, vol. 30, no. 6, pp. 565–574.
38. Syrodoy S.V., Kuznetsov G.V., Gutareva N.Y., Kostoreva Zh.A., Kostoreva A.A., Nigay N.A. Characteristics and conditions for ignition of bio-coal mixtures based on coal and forest combustible material. *Journal of the Energy Institute*, 2020, vol. 93, no. 5, pp. 1978–1992.
39. Tabakaev R., Kanipa I., Astafev A., Zavorin A., Dubinin Y., Yazykov N., Yakovlev V. Thermal enrichment of different types of biomass by low-temperature pyrolysis. *Fuel*, 2019, vol. 245, pp. 29–38.
40. Nunesa L.J.R., Matias J.C.O., Catalao J.P.S. A review on torrefied biomass pellets as a sustainable alternative to coal in power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 40, pp. 153–160.
41. Vershinina K.Yu., Shlegel N.E., Strizhak P.A. Impact of environmentally attractive additives on the ignition delay times of slurry fuels: Experimental study. *Fuel*, 2019, vol. 238, pp. 275–288.
42. Zhao X., Zhu W., Huang J., Li M., Gong M. Emission characteristics of PCDD/Fs, PAHs and PCBs during the combustion of sludge-coal water slurry. *Journal of the Energy Institute*, 2015, vol. 88, no. 2, pp. 105–111.
43. Skobelsky V.S., Niskovsky Yu.N., Lunev V.I., Parovinchak K.M. *Proekt kompleksnogo osvoiniya Talovskogo burougnolnogo mestorozhdeniya* [The project for the integrated development of the Talovskoe lignite deposit]. *Tomskaya gornodobyvayushchaya kompaniya. Sbornik publikatsiy k 5-letiyu TomGDK. 2001–2005 gg.* [Tomsk Mining Company. Collection of publications for the 5th anniversary of TomGDK. 2001–2005]. Tomsk, STT Publ., 2006. pp. 68–69.
44. Zavorin A.S., Karyakin S.K., Maslov S.G., Nikolaeva V.I., Sirazitdinova S.Kh., Lasovskaya O.A. Thermal properties of coals of

- the Talovsky deposit of the Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2002, vol. 305, no. 2, pp. 131–136. In Rus.
45. Kazakova O.A., Zavorin A.S., Kazakov A.V. Evaluation of technological parameters in the energy use of coal from the Talovsky deposit of the Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011, vol. 319, no. 4, pp. 45–50.
 46. Zavorin A.S., Salomatov V.I.V., Tabakaev R.B., Karelin V.A., Salomatov V.V. Investigation of the elemental and technical composition and thermophysical properties of coal samples from the Talovsky deposit of Siberia. *Journal of Physics: Conference Series*, 2018, vol. 1128, pp. 012101.
 47. Kazakova O.A., Zavorin A.S., Kazakov A.V. *Issledovaniye uglja Talovskogo mestorozhdeniya Tomskoy oblasti* [Research of coal of the Talovsky deposit of the Tomsk region]. Tomsk, STT Publ., 2010. 172 p.
 48. Skuratov A.P., Kozlov S.G. *Topochnye protsessy pri szhiganii shlakuyushchikh kansko-achinskikh ugley: monografiya* [Firefronts when burning slaging of Canco-Achinsky coal: monograph]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2021. 172 p.
 49. Serant F.A. *Pyleugolnye kotly s koltsevoy topkoy dlya krupnykh energoblokov. Izdanie vtoroe, pererabotannoye i dopolnennoye rezultatami osvoyeniya i ispytaniy pervogo promyshlennogo kotla 820 t/ch s koltsevoy topkoy* [Dust carbon boilers with ring firebox for large power units. The second publication, revised and supplemented by the results of the development and testing of the first industrial boiler 820 t/h with an annular firebox]. Kemerovo, «Fortuna Print» Publ., 2021. 256 p.
 50. Tabakaev R.B., Kazakov A.V., Zavorin A.S. Prospects of using low-grade fuels of Tomsk region for thermal technology use. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 4, pp. 41–46. In Rus.

Received: 20 April 2022.

Information about the authors

Alexander S. Zavorin, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Tatyana S. Taylasheva, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Konstantin V. Buvakov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Aleksandr Yu. Dolgikh, senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Elena S. Vorontsova, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 556.314

ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ АКАДЕМИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, Г. ТОМСК)

Кузеванов Константин Константинович¹,
kuzevanovkk@tpu.ru

Дутова Екатерина Матвеевна¹,
dutova@tpu.ru

Кузеванов Константин Иванович¹,
kki@tpu.ru

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

Актуальность работы обусловлена необходимостью изучения направления и динамики изменчивости химического состава подземных вод в результате длительной эксплуатации месторождения. Подземные воды используются для водоснабжения жилого района г. Томска. Подтверждение ранее выявленных закономерностей и механизмов, приводящих к изменениям гидрогеохимических условий, позволит выработать рекомендации по оптимизации режима работы водозабора, его технического оснащения, усовершенствования системы водоподготовки.

Цель: оценить тенденции временного изменения концентраций общего железа, сульфат-иона, величины общей жесткости и pH в природных водах в результате длительного периода эксплуатации водозабора; по выявленным закономерностям предложить возможные механизмы изменчивости гидрогеохимических условий месторождения подземных вод.

Методы: обобщение и статистический анализ химического состава подземных вод, полученного в результате многолетних режимных наблюдений.

Результаты. Анализ исходных материалов по результатам исследования службами водозабора концентраций компонентов и показателей химического состава подземных вод (железа общего, сульфат-иона, pH, общей жесткости) эксплуатируемого месторождения, представленный в виде многолетних рядов наблюдения, наглядно показывает, что величины оцениваемых параметров на протяжении изученного периода эксплуатации водозабора значительно и неравномерно изменялись. Подобные колебания в динамике показателей состава вод объясняются неравномерным во времени перераспределением объема отбираемой воды из эксплуатационных скважин водозабора. Тем не менее общие тренды основных направлений изменчивости, такие как снижение содержания общего железа, рост концентрации сульфат-иона, рост общей жесткости, снижение величины pH, установленные ранее проведенными исследованиями, остаются прежними.

Ключевые слова:

Месторождение подземных вод, химический состав подземных вод, мониторинг подземных вод, изменение гидрогеохимического режима, водоснабжение, Академическое месторождение.

Введение

Длительная эксплуатация месторождения подземных вод в Академгородке г. Томска позволяет выявить некоторые особенности эволюции химического состава подземных вод, которые представляют интерес с позиций исследования условий работы водозаборов из подземных источников, осуществляющих эксплуатацию подземных вод в аналогичных гидрогеологических условиях [1–6]. К числу подобных водозаборов относятся многочисленные источники локальных систем водоснабжения в мелких населенных пунктах на территории Томь-Яйского междуречья [7, 8].

Целью работы является уточнение ранее выявленных закономерностей и механизмов поведения общего железа, сульфат-иона, величины общей жесткости и pH, обусловленных изменением гидрогеохимических условий месторождения под воздействием периодического изменения режима эксплуатации водозабора. Весь период длительной работы водозабора сопровождается перераспределением нагрузки между водозаборными скважинами. Результаты анализа длительных режимных наблюдений позволяют разработать рекомендации по оптимизации режима эксплуатации водозаборных скважин, технического

оснащения водозабора и усовершенствования системы водоподготовки.

Характеристика месторождения подземных вод

Водозабор Академического месторождения подземных вод эксплуатируется с 1974 г., обеспечивая водой питьевого качества микрорайон Академгородка с населением 6000 человек. Групповой водозабор в разное время объединял работу от четырех до тринадцати гидрогеологических скважин, расположенных на одной водозаборной площадке размером полтора на два километра с максимальным расстоянием до пятисот метров между отдельными водозаборными сооружениями, глубина которых достигает 110 м (рис. 1, 2). Фильтры скважин расположены на глубинах от 14 до 80 м. В качестве водоподъемного оборудования использованы погружные скважинные насосы, глубина установки которых изменяется в пределах от 45 до 85 м.

Водовмещающие породы эксплуатационной части гидрогеологического разреза приурочены к интервалу зоны экзогенной трещиноватости, затухающей с глубиной. Поэтому производительность водозаборных скважин существенно изменяется как по площади во-

дозаборного участка, так и по времени эксплуатации отдельных гидрогеологических скважин в диапазоне от 100 до 400 м³/сут. Это определяет и колебание

суммарного дебита водозабора от 2380 до 3165 м³/сут, который в среднем характеризуется величиной 2560 м³/сут.

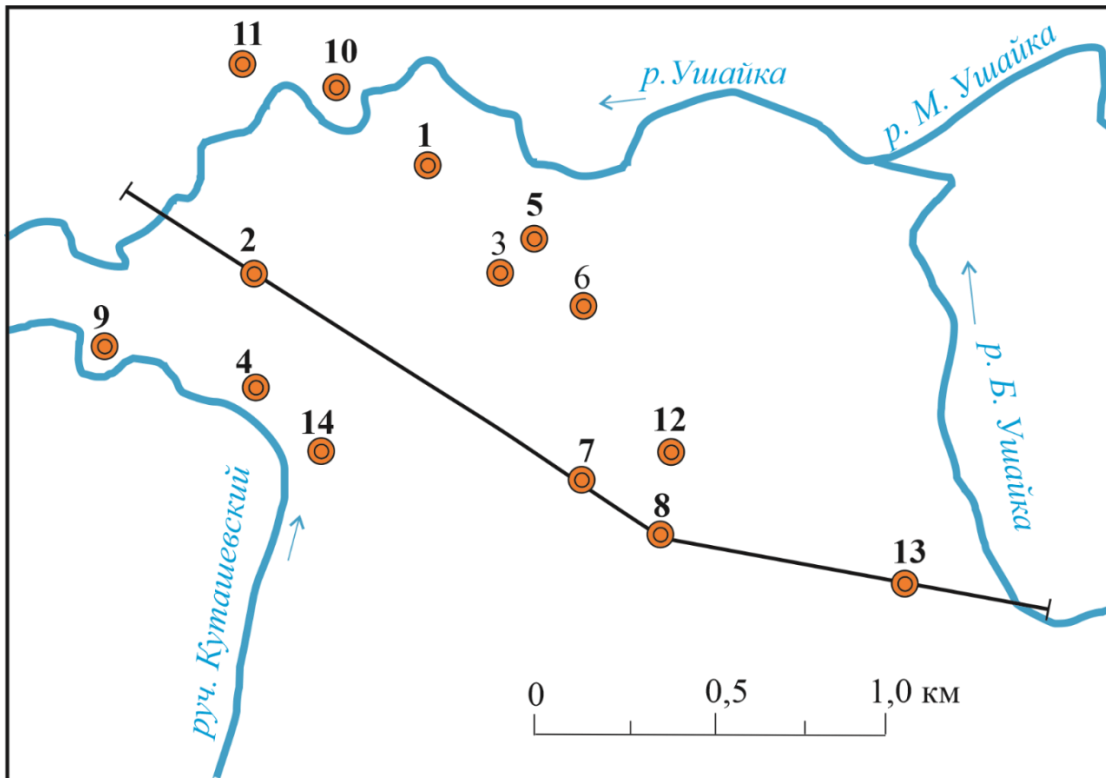


Рис. 1. Схема размещения скважин водозабора [9]

Fig. 1. Layout of water intake wells [9]

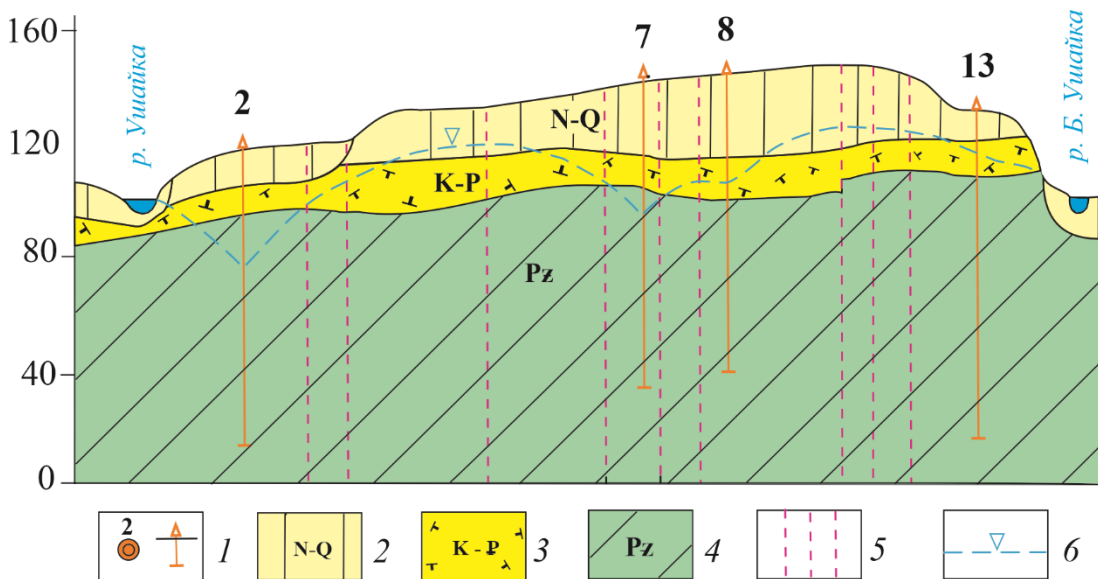


Рис. 2. Схематический гидрогеологический разрез в пределах Академического месторождения (фактические материалы В.Л. Карлсон, 1990, Е.М. Дутова 1990): 1 – эксплуатационная скважина и её номер; 2, 3 – водоносные комплексы: 2 – неоген-четвертичных отложений, 3 – палеозойских отложений; 4 – кора выветривания; 5 – разрывные нарушения; 6 – положение подземных вод

Fig. 2. Schematic hydrogeological section within the Akademicheskoe field: 1 – production well and its number; 2, 3 – aquifers: 2 – Neogene-Quaternary deposits, 3 – Paleozoic deposits; 4 – weathering crust; 5 – discontinuous violations; 6 – position of groundwater. Factual materials of V.L. Carlson, 1990, E.M. Dutova 1990

С точки зрения геологического строения месторождение подземных вод входит в границы Колывань-Томской складчатой зоны. Водовмещающие горные породы, рассечённые дайками пермо-триасового возраста, представлены трещиноватыми толщами водоносного комплекса нижнекаменноугольных отложений с многочисленными тектоническими нарушениями. Мощность водовмещающих отложений сильно изменчива и, по данным геофизических исследований, колеблется в широких пределах от 9 до 85 м. Гидрогеологический разрез характеризуется чрезвычайно высокой степенью неоднородности фильтрационных свойств, заметно изменяющихся по площади месторождения. Различия в количественных показателях водообильности горных пород, таких как расходы отдельных гидрогеологических скважин, и их удельные дебиты по разным участкам площади водозабора могут достигать двух математических порядков.

По данным разведочных работ, выполненных ранее, установлено, что наиболее водообильная часть гидрогеологического разреза приурочена к зоне экзогенной трещиноватости и тектоническим нарушениям. Для этих участков месторождения характерны удельные дебиты скважин, изменяющиеся в пределах 0,3–2,1 л/с при их производительности 5,7–23,0 м³/с, что обусловлено высокой водообильностью водовмещающих отложений.

По качеству пресные подземные воды характеризуются преимущественно гидрокарбонатным анионным составом с различным процентным соотношением катионов кальция и магния. Отмечается повышенная жёсткость подземных вод от градации умеренно жёсткой до жёсткой. Состав подземных вод по основным показателям соответствует общим региональным особенностям и в целом вписывается в типичную характеристику подземных вод ландшафтной зоны тайги Колывань-Томской складчатой зоны.

Анализ длительных режимных гидрогеохимических наблюдений позволяет выделить некоторые важные закономерности изменения химического состава подземных вод, которые находятся в тесной зависимости от литологического состава водовмещающих отложений, генетического типа подземных вод и сезонных колебаний их уровня [10]. Перечисленные факторы с разной степенью интенсивности проявляются на различных участках площадного водозабора, что позволяет объединить эксплуатационные скважины в три группы. Такое условное разделение водозаборных скважин предполагает, что отмеченные различия, зафиксированные в особенностях химического состава, являются не случайными, а унаследованно отражают особенности гидрогеологического разреза и условия формирования подземных вод.

К группе № 1 отнесены эксплуатационные скважины, вскрывшие подземные воды преимущественно тектонических нарушений, характеризующиеся повышенной водообильностью. По химическому составу подземные воды, получаемые из этих скважин, имеют относительно высокую минерализацию и характеризуются повышенной концентрацией углекислоты, ионов железа и марганца. Для них характерен повышенный уровень жёсткости. Отмеченные пока-

затели часто превышают предельно допустимые концентрации, установленные для систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Ко второй группе отнесены скважины, которые добывают воду с минимальной минерализацией. Как правило, в подземных водах этих скважин одновременно фиксируется самый низкий уровень жёсткости. Это позволяет с высокой степенью вероятности предположить, что подземные воды на этом участке имеют тесную связь с поверхностными водными объектами. Дополнительно в пользу наличия такой связи свидетельствует то, что в химическом составе обнаруживаются загрязнители, типичные для поверхностных вод, хотя и в количествах, не превышающих норм для воды питьевого качества.

К третьей группе отнесены скважины, в которых показатели химического состава подземных вод занимают промежуточное положение по гидрогеохимическим критериям первой и второй групп. Это позволяет предположить, что скважины данной группы эксплуатируют подземные воды зоны экзогенной трещиноватости, имеющей региональное распространение.

Особенностью химического состава подземных вод этой группы скважин является их удовлетворительное качество за исключением некоторых показателей, среди которых превышают предельно допустимые концентрации питьевых кондиций ионы железа и марганца, показатели окисляемости и жёсткости. Превышение установленных норм по железу и марганцу фиксируется практически постоянно, а по отношению к показателям жёсткости и окисляемости только периодически и не по всем скважинам группы.

Закономерности изменения химического состава эксплуатируемого горизонта

Под влиянием длительной эксплуатации месторождения подземных вод на территории водозаборного участка сформировалась депрессионная воронка, размеры которой оцениваются площадью в 2,5 км². Увеличение площади распространения ограничено в восточном и северном направлениях в силу наличия тесной гидродинамической связи подземных вод с поверхностными водами рек Ушайка и Большая Ушайка. При этом максимальные величины понижения уровня подземных вод в отдельных наиболее нагруженных скважинах достигают 17–23 м. Эксплуатация подземных вод осуществляется преимущественно в условиях безнапорного фильтрационного потока, проявления местного напора встречаются только на отдельных участках. В таких гидродинамических условиях снижение уровня подземных вод под воздействием водотока сопровождается осушением водовмещающих пород в зоне аэрации. Режим работы эксплуатационных скважин нельзя считать непрерывным. Общий дебит водозабора сохраняет своё постоянство, но перераспределяется между разными водозаборными скважинами. Периодические остановки насосного оборудования сопровождаются восстановлением уровня подземных вод, что определяет особый режим аэрации верхней части гидрогеологического разреза в окрестностях активных эксплуатационных скважин.

Таблица. Характеристики состава подземных вод по данным мониторинговой службы водозабора
Table. Characteristics of the composition of groundwater according to the monitoring service of water intake

Год Year	Значение Value	Температура, °С Temperature, °C	Сухой остаток, мг/дм ³ Dry residue, mg/dm ³	pH, ед./ unit	Жесткость общая, мг-экв/л Total hardness, mg-eq/l	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³ HCO ₃ ⁻ , mg/dm ³	Cl ⁻ , мг/дм ³ Cl ⁻ , mg/dm ³	SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³ SO ₄ ²⁻ , mg/dm ³	Ca ²⁺ , мг-экв/л Ca ²⁺ , mg-eq/l	Mg ²⁺ , мг-экв/л Mg ²⁺ , mg-eq/l	Fe ²⁺ _{общ} , мг/дм ³ Fe ²⁺ _{total} , mg/dm ³
1999	Среднее/Mean	7,50	366,83	6,85	6,86	408,76	1,93	4,57	4,19	2,68	2,23
	Мин./Min.	6,50	256,80	6,40	4,40	390,50	1,05	2,14	3,40	0,60	0,71
	Макс./Max.	8,00	524,40	7,09	8,80	427,10	3,06	7,41	5,60	3,80	4,62
2000	Среднее/Mean	5,75	384,38	7,46	7,58	422,25	2,55	16,50	5,48	2,10	2,02
	Мин./Min.	4,00	304,80	7,06	5,80	378,00	0,80	0,03	4,50	1,00	0,93
	Макс./Max.	7,00	555,20	8,01	11,50	457,50	5,81	70,00	7,00	4,50	3,80
2001	Среднее/Mean	6,14	398,78	7,39	6,30	400,29	2,66	0,02	5,06	1,24	1,12
	Мин./Min.	4,50	302,00	7,20	5,00	317,29	0,53	0,00	4,00	0,80	0,27
	Макс./Max.	7,50	518,80	7,64	7,60	421,02	6,36	0,06	5,80	1,80	1,84
2002	Среднее/Mean	6,00	391,66	7,15	6,83	423,54	2,78	33,43	5,43	1,40	2,56
	Мин./Min.	5,00	300,40	6,97	5,00	372,20	0,55	3,00	4,60	0,40	0,80
	Макс./Max.	7,00	518,00	7,50	9,20	475,44	6,37	75,00	7,20	2,00	5,51
2003	Среднее/Mean	5,75	384,38	7,46	7,58	422,25	2,55	16,50	5,48	2,10	2,02
	Мин./Min.	4,00	304,80	7,06	5,80	378,00	0,80	0,03	4,50	1,00	0,93
	Макс./Max.	7,00	555,20	8,01	11,50	457,50	5,81	70,00	7,00	4,50	3,80
2004	Среднее/Mean	5,81	406,64	7,08	7,20	420,89	3,74	25,60	5,39	1,81	2,68
	Мин./Min.	4,50	375,20	6,91	5,60	402,71	1,52	0,03	4,60	1,00	0,60
	Макс./Max.	6,00	433,60	7,44	8,60	457,63	8,80	59,20	5,60	3,00	6,00
2005	Среднее/Mean	5,79	423,60	7,16	7,36	426,25	4,05	25,59	5,82	1,54	3,06
	Мин./Min.	4,50	345,20	6,51	6,50	384,41	1,05	0,03	5,00	1,00	1,05
	Макс./Max.	6,00	580,40	7,44	9,50	457,63	9,00	77,67	7,65	1,95	5,30
2006	Среднее/Mean	6,00	420,97	6,84	6,98	402,87	3,36	47,48	5,60	1,22	2,99
	Мин./Min.	6,00	327,20	6,25	5,70	335,60	1,64	2,40	4,60	0,70	0,59
	Макс./Max.	6,00	573,20	7,31	8,80	469,80	6,40	87,40	7,80	2,00	5,40
2008	Среднее/Mean	5,81	399,40	7,49	6,56	406,62	4,68	25,39	5,21	1,43	2,58
	Мин./Min.	4,50	342,00	7,16	5,50	366,11	1,85	0,03	4,50	1,00	1,03
	Макс./Max.	6,00	498,00	7,68	7,60	439,33	7,91	58,20	5,80	1,80	4,76
2009	Среднее/Mean	6,42	399,07	7,31	6,87	411,26	2,88	26,15	5,30	1,57	2,71
	Мин./Min.	4,50	320,00	7,07	5,20	323,39	1,21	0,03	4,20	1,00	0,75
	Макс./Max.	10,00	506,80	7,44	8,40	488,14	4,83	54,80	6,50	2,00	6,00
2010	Среднее/Mean	5,75	375,47	7,33	6,60	411,87	3,25	18,18	5,28	1,43	2,63
	Мин./Min.	4,50	269,20	7,10	5,90	366,11	1,41	0,03	4,90	0,70	0,88
	Макс./Max.	6,00	469,60	7,63	7,90	445,43	6,10	42,00	5,70	2,20	5,18
2011	Среднее/Mean	5,79	432,17	7,49	6,76	417,49	3,69	14,43	5,47	1,29	3,02
	Мин./Min.	4,50	367,20	7,05	5,10	372,21	1,18	0,03	4,50	0,60	0,82
	Макс./Max.	6,00	589,20	7,85	8,80	463,74	6,39	34,50	6,90	1,90	6,83
2012	Среднее/Mean	5,79	432,85	7,32	6,99	423,21	4,61	16,25	5,51	1,48	3,81
	Мин./Min.	4,50	408,80	7,10	6,50	384,41	1,75	0,03	4,70	0,80	0,83
	Макс./Max.	6,00	526,00	7,47	9,10	475,94	9,20	37,20	7,10	2,00	10,97
2013	Среднее/Mean	5,70	405,12	7,19	6,71	418,58	4,53	11,91	5,66	1,08	2,05
	Мин./Min.	4,50	367,20	6,96	6,13	378,31	1,31	0,03	5,20	1,00	0,91
	Макс./Max.	6,00	433,60	7,44	8,10	469,84	13,52	40,00	7,10	1,40	5,54
2014	Среднее/Mean	6,57	420,47	7,25	6,50	394,58	7,63	17,28	5,07	1,38	2,72
	Мин./Min.	6,00	380,00	7,07	4,90	323,39	0,77	10,10	4,20	0,50	0,84
	Макс./Max.	8,00	467,60	7,39	7,60	451,53	22,01	33,30	5,70	2,40	5,40
2015	Среднее/Mean	6,89	391,51	7,23	6,86	404,07	4,24	17,12	5,20	1,58	2,92
	Мин./Min.	6,00	343,20	6,76	6,00	353,90	0,80	6,90	4,50	0,90	0,67
	Макс./Max.	6,00	462,40	7,30	8,40	445,43	8,10	36,50	6,20	2,20	6,15
2016	Среднее/Mean	5,94	437,83	7,17	7,06	416,45	4,08	15,37	5,58	1,49	2,63
	Мин./Min.	4,50	347,20	6,98	5,30	353,90	1,55	0,03	4,50	0,80	0,60
	Макс./Max.	7,00	522,40	7,44	9,40	482,04	9,98	41,00	7,30	2,10	5,15
2017	Среднее/Mean	6,78	476,76	7,37	6,89	420,34	5,05	16,14	5,52	1,37	1,84
	Мин./Min.	6,00	333,60	6,95	6,00	341,70	0,98	4,43	4,70	0,90	0,68
	Макс./Max.	6,00	936,40	7,71	8,40	500,34	10,92	22,43	6,50	1,90	6,71
2018	Среднее/Mean	7,06	442,20	7,29	6,91	422,45	3,88	14,44	5,30	1,61	2,73
	Мин./Min.	4,50	350,20	7,13	5,30	360,01	0,86	0,03	4,70	0,60	0,87
	Макс./Max.	8,00	610,20	7,44	8,95	466,79	10,02	30,40	6,20	2,75	5,72
2019	Среднее/Mean	7,19	419,39	7,29	6,52	361,65	4,69	18,93	5,46	1,13	2,84
	Мин./Min.	4,50	365,40	7,15	5,35	114,82	2,12	0,03	4,55	0,20	0,82
	Макс./Max.	8,00	492,30	7,50	8,50	439,33	9,92	29,90	6,80	1,70	5,56

Ранее нами было установлено, что аэрация гидрогеологического разреза, связанная с изменением гидродинамических условий при эксплуатации подземных вод, является одним из ведущих факторов, который определяет эволюцию состояния системы «вода–порода». Она вызывает интенсификацию физико-химических процессов и приводит к направленному изменению гидрогеохимических условий, определяющих техногенный характер эволюции химического состава подземных вод.

Процесс аэрирования подземных вод в непосредственной близости от водозаборной скважины при её периодических остановках приводит к переходу растворённого железа в твёрдую фазу [11–14]. Длительная работа водозабора Академического месторождения подземных вод показывает, что этот процесс не только имеет место на практике, но и уверенно фиксируется падением концентрации железа в подземных водах, поступающих на головные сооружения водозабора для водоподготовки (рис. 3).

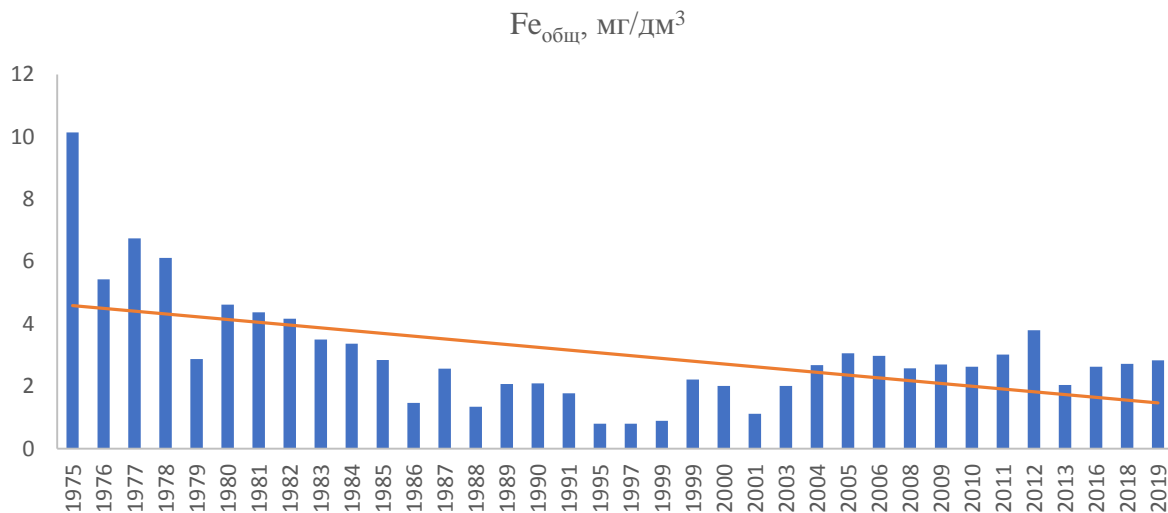


Рис. 3. Временная изменчивость железа общего

Fig. 3. Temporal variability of common iron

На графике видно, что наиболее интенсивное сокращение концентрации общего железа с 10 до 2–4 мг/дм³ в водах месторождения приходится на первые несколько лет активной работы водозабора. Затем в период с 1980 по 1997 гг. фиксируется постепенное, достаточно равномерное снижение содержания до концентраций менее 0,1 мг/дм³. Затем наблюдается возрастание концентраций железа на протяжении 8 лет, достигающих к 2005–2006 гг. значений 3–3,5 мг/дм³, переходящего в достаточно стабильное состояние с колебаниями в пределах 1–1,5 мг/дм³ и незначительной тенденцией к снижению.

С высокой долей вероятности можно предположить, что эксплуатация Академического месторождения подземных вод приводит к активизации процессов окисления в зоне аэрации не только железа, но и сульфидов. Наличие исходного материала для такого окислительного процесса объясняется известным фактом региональной пиритизации палеозойских образований фундамента. Окислительные процессы с течением времени приводят к устойчивому росту концентрации сульфат-иона в подземных водах эксплуатационных скважин (рис. 4).

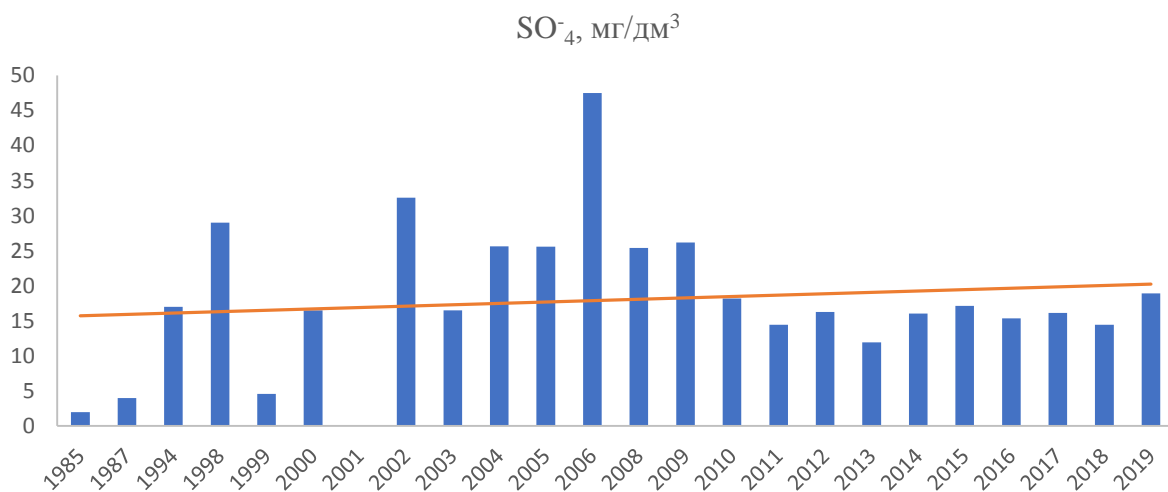


Рис. 4. Временная изменчивость сульфат-иона

Fig. 4. Temporal variability of ion sulfate

Наиболее интенсивный рост содержания компонента в водах приурочен к периоду эксплуатации водозабора до 2006 г. Концентрации с минимальных значений 1–3 мг/дм³ достигают 45–47 мг/дм³ в течение 22 лет. Затем содержание сульфат-иона на протяжении 6–7 лет снижается до уровня 11–15 мг/дм³ и

с незначительными колебаниями остается на уровне 16–19 мг/дм³.

Процесс окисления сульфидов провоцирует другой, сопряженный с ним, эффект снижения показателя рН. По всем эксплуатационным скважинам прослеживается подкисление подземных вод от слабо щелочных и нейтральных до слабо кислых (рис. 5).

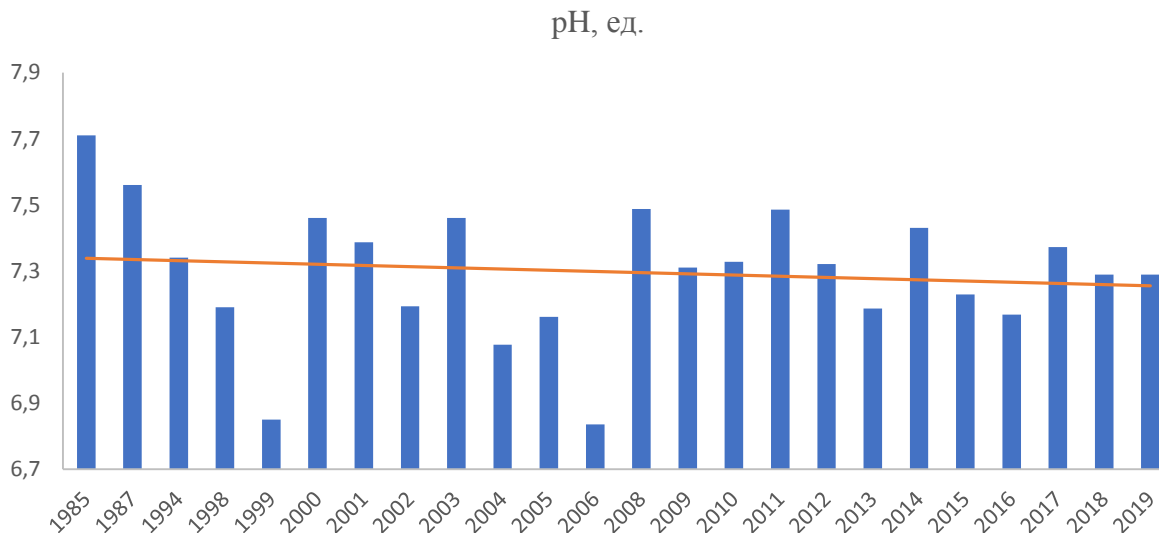


Рис. 5. Временная изменчивость рН

Fig. 5. Temporal pH variability

График изменчивости рН вод месторождения показывает достаточно широкий диапазон колебания в период 1985–2006 гг. в пределах 6,8–7,7 ед. Однако тенденция к снижению величины прослеживается достаточно четко. С 2008 г. по настоящее время общий тренд снижения величины рН сохраняется при диапазоне изменчивости 7,15–7,5 ед.

Отмеченные изменения гидрогеохимической обстановки и рост содержания сульфат-иона приводят к интенсификации продуцирования комплексных соединений, что способствует дополнительному росту и

усилению миграционной способности химических элементов (рис. 6). Результаты этих взаимосвязанных процессов приводят к общему росту концентраций компонентов химического состава подземных вод, что в свою очередь приводит к более активному переходу ионов кальция и магния в раствор. Эти тенденции изменения качества подземных вод находят отражение в результатах режимных гидрогеохимических наблюдений в виде роста не только концентраций сульфат-иона, но и в некотором увеличении общей жёсткости подземных вод [15–20].



Рис. 6. Изменение величины общей жёсткости подземных вод

Fig. 6. Change of groundwater total hardness

Увеличение общей жесткости подземных вод до 2003 г. с 5,7 до 7,6 мг-экв/дм³ сменяется снижением показателя до 6,5–7 мг-экв/дм³ к 2009–2010 гг. и остается в этих пределах с небольшой тенденцией к росту.

Заключение

Анализ длительной эксплуатации водозабора Академического месторождения подземных вод показывает, что под влиянием водоотбора в ближайших окрестностях эксплуатационных скважин активизируются процессы аэрации подземных вод, что сопровождается формированием окислительной обстановки и способствует переходу ионов железа из природного раствора в твердую фазу. Своеобразным катализатором этих окислительных процессов служит особый «рваный» режим эксплуатации водозаборных скважин с периодическими остановками. В условиях безнапорного характера фильтрации при снижении уровня подземных вод в границах депрессионной воронки временно увеличивается мощность аэрации до 17–23 м в наиболее нагруженных скважинах. Во время остановки насосного оборудования этот осушенный объем горных пород заполняется водой, имеющей возможность обогащения кислородом воздуха. Таким образом, в окрестностях водозаборных скважин постоянно работают подобия своеобразных насосов, прокачивающих подземные воды через участки зоны аэрации в вертикальном направлении. Этим явлением можно объяснить интенсификацию

процессов аэрации подземных вод, которая приводит к изменению природных гидрогеохимических условий под влиянием работы водозабора. В результате происходит выделение углекислоты и ионов водорода, что способствует повышению показателя кислотности водной среды. В свою очередь происходит окисление сульфидов, присутствующих в составе водовмещающих горных пород палеозойского фундамента, которое сопровождается переходом сульфат-иона в раствор. Одновременно с этим повышается растворимость карбонатов, что в конечном итоге способствует увеличению жесткости подземных вод.

На водозаборных участках, приуроченных к зонам экзогенной трещиноватости, аэрация гидрогеологического разреза на локальных участках размещения водозаборных скважин может приводить к долговременным и заметным изменениям в химическом составе подземных вод. Интенсивность влияния этого фактора контролируется изменяющимся во времени объемом водоотбора и неравномерным распределением нагрузки по объектам водозабора, что явно фиксируется на графиках изменчивости состава подземных вод. Тем не менее общие тренды основных направлений изменчивости химического состава, такие как: снижение содержания общего железа, рост концентрации сульфат-иона, рост общей жесткости, снижение величины рН, установленные ранее проведенными исследованиями, могут сохраняться в течение длительного времени.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геохимические особенности подземных вод хозяйственно-питьевого назначения республики Хакасия / Е.М. Дутова, Д.С. Покровский, В.П. Парначев, В.Д. Покровский // Вестник Томского государственного университета. – 2015. – № 394. – С. 239–249.
2. Mi Lin, Asim Biswas, Bennett E.M. Identifying hotspots and representative monitoring area of groundwater changes with time stability analysis // *Science of The Total Environment*. – 2019. – V. 667. – P. 419–426.
3. Muhammad Tousif Bhatti, Arif A. Anwar, Muhammad Aslam. Groundwater monitoring and management: status and options in Pakistan // *Computers and Electronics in Agriculture*. – 2017. – V. 135. – P. 143–153.
4. Statistical modelling of groundwater contamination monitoring data: a comparison of spatial and spatiotemporal methods / M.I. McLean, L. Evers, A.W. Bowman, M. Bonte, W.R. Jones // *Science of The Total Environment*. – 2019. – V. 652. – P. 1339–1346.
5. Tamer Ayvaz M., Alper Elçi. Identification of the optimum groundwater quality monitoring network using a genetic algorithm based optimization approach // *Journal of Hydrology*. – 2018. – V. 563 – P. 1078–1091.
6. Jamin P., Brouyère S. Monitoring transient groundwater fluxes using the Finite Volume Point Dilution Method // *Journal of Contaminant Hydrology*. – 2018. – V. 218. – P. 10–18.
7. Geochemical groundwater peculiarities of Paleogene sediments in S-E Western Siberia artesian basin / A.A. Balobanenko, V.A. L'gotin, E.M. Dutova, D.S. Pokrovskiy, A.N. Nikitenkov, I.V. Raduk // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 11, October 2016. – V. 43. – Iss. 1. – Article number 012030.
8. Large scale treatment of total petroleum-hydrocarbon contaminated groundwater using bioaugmentation / G. Poi, E. Shahsavari, A. Aburto-Medina, P.Ch. Mok, A.S. Ball // *Journal of Environmental Management*. – 2018. – V. 214. – P. 157–163.
9. Природно-техногенные минеральные новообразования на водозаборах Томской области / И.В. Вологодина, Е.М. Дутова, Д.С. Покровский, В.Д. Покровский, И.В. Радук // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. – 2015. – № 3. – С. 58–72.
10. Dutova E.M. Geochemistry of fresh groundwater in the Altai-Sayan folded area and adjacent areas of the West Siberian plate // *Applied Geochemistry*. – 2020. – V. 120. – P. 189–197.
11. Kazak E., Pozdniakov S., Muromec N. Field study and iron reactive simulation in riverbank water supply well fields // *IAHS-AISH Publication Ser. «GQ10: Groundwater Quality Management in a Rapidly Changing World»*. – 2011. – P. 419–422.
12. Sharma S.K., Petrusovski B., Schippers J.C. Biological iron removal from groundwater // *AQUA*. – 2005. – V. 54. – № 4. – P. 239–247.
13. Electric-field enhanced reactivity and migration of iron nanoparticles with implications for groundwater treatment technologies: Proof of concept / M. Černík, J. Nosek, J. Filip, J. Hrabal, D.W. Elliott, R. Zbořil // *Water Research*. – 2019. – V. 154. – P. 361–369.
14. Khushboo Chaudhary, Pankaj Kumar Saraswat, Suphiya Khan. Improvement in fluoride remediation technology using GIS based mapping of fluoride contaminated groundwater and microbe assisted phytoremediation // *Ecotoxicology and Environmental Safety*. – 2019. – V. 168. – P. 164–176.
15. Лехов А.В., Шваров Ю.В. Рост минерализации эксплуатируемых подземных вод при наличии пирита в покровных отложениях // *Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геохронология*. – 2002. – № 4. – С. 316–325.
16. Modeling in situ iron removal from ground water / C.A.J. Appelo, B. Drijver, R. Hekkenberg, M. de Jonge // *Ground water*. – 1999. – V. 37. – № 6. – P. 811–817.
17. Sung W., Morgan J.J. Kinetics and product of ferrous iron oxygenation in aqueous systems // *American Chem. Soc.* – 1980. – V. 14. – P. 561–568.
18. Sudipta Ghosh (Nath), Anupam Debsarkar, Amit Dutta. Technology alternatives for decontamination of arsenic-rich groundwater – a critical review // *Environmental Technology & Innovation*. – 2019. – V. 13. – P. 277–303.

19. Millero F.J., Sotolongo S., Izaguirre M. The oxidation kinetics of Fe(II) in seawater // *Geochim. et Cosmochim. Acta.* – 1986. – V. 51. – P. 793–801.
20. Manganese release linked to carbonate dissolution during the start-up phase of a subsurface iron removal well in Khabarovsk, Russia / S. Paufler, T. Grischek, J. Feller, J. Herlitzius, V.V. Kulakov // *The science of the total environment.* – 2019. – V. 650. – P. 1722–1733.

Поступила 20.04.2022 г.

Информация об авторах

Кузеванов К.К., ассистент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

Кузеванов К.И., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 556.314

CHANGES IN HYDROGEOCHEMICAL CONDITIONS OF ACADEMICHESKOE UNDERGROUND WATER FIELD DURING EXPLOITATION (TOMSK REGION, TOMSK)

Konstantin K. Kuzevanov¹,
kuzevanovkk@tpu.ru

Ekaterina M. Dutova¹,
dutova@tpu.ru

Konstantin I. Kuzevanov¹,
kki@tpu.ru

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

The research is relevant due to the need to study the direction and dynamics of the variability of the chemical composition of groundwater used for drinking water supply in a large residential area of Tomsk as a result of the long-term operation of the deposit. Confirmation of previously identified laws and mechanisms leading to changes in hydrogeochemical conditions will make it possible to develop recommendations on optimizing the mode of operation of the water intake, its technical equipment, and improving the water treatment system.

The main aim of the work is to evaluate the trends in temporal changes in the concentrations of total iron, sulfate ion, the value of total hardness and pH in natural waters as a result of a long period of operation of the water intake; based on the revealed regularities, propose possible mechanisms for the variability of the hydrogeochemical conditions of a groundwater deposit.

Methods: generalization and statistical analysis of the chemical composition of groundwater obtained as a result of long-term regime observations.

Results. Analysis of source materials based on the results of a study by water intake services of the concentrations of components and indicators of the chemical composition of groundwater (total iron, sulfate ion, pH, total hardness) of the operated field, presented in the form of long-term observation series, clearly shows that the values of the estimated parameters over the studied period of operation water intake changed significantly and unevenly. Such fluctuations in the dynamics of water composition indicators are explained by the redistribution of the load over the volume of water taken, uneven in time and in production wells of water intake. Nevertheless, the general trends of the main directions of variability, such as a decrease in the content of total iron, an increase in the concentration of sulfate ion, an increase in total hardness, and a decrease in the pH value, established by previous studies, remain the same.

Key words:

Underground water field, groundwater chemistry, groundwater monitoring, hydrogeochemical regime change, water supply, Academicheskoe field.

REFERENCES

- Dutova E.M., Pokrovskiy D.S., Parnachev V.P., Pokrovskiy V.D. Geokhimicheskie osobennosti podzemnykh vod khozyaystvenno-pityevogo naznacheniya respubliki Khakasiya [Geochemical features of underground waters of economic and drinking purpose of the Republic of Khakassia]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2015, no. 394, pp. 239–249.
- Mi Lin, Asim Biswas, Bennett E.M. Identifying hotspots and representative monitoring area of groundwater changes with time stability analysis. *Science of The Total Environment*, 2019, vol. 667, pp. 419–426.
- Muhammad Tousif Bhatti, Arif A. Anwar, Muhammad Aslam. Groundwater monitoring and management: status and options in Pakistan. *Computers and Electronics in Agriculture*, 2017, vol. 135, pp. 143–153.
- McLean M.I., Evers L., Bowman A.W., Bonte M., Jones W.R. Statistical modelling of groundwater contamination monitoring data: a comparison of spatial and spatiotemporal methods. *Science of The Total Environment*, 2019, vol. 652, pp. 1339–1346.
- Tamer Ayvaz M., Alper Elçi. Identification of the optimum groundwater quality monitoring network using a genetic algorithm based optimization approach. *Journal of Hydrology*, 2018, vol. 563, pp. 1078–1091.
- Jamin P., Brouyère S. Monitoring transient groundwater fluxes using the Finite Volume Point Dilution Method. *Journal of Contaminant Hydrology*, 2018, vol. 218, pp. 10–18.
- Balobanenko A.A., L'gotin V.A., Dutova E.M., Pokrovskiy D.S., Nikitenkov A.N. and Raduk I.V. Geochemical groundwater peculiarities of Paleogene sediments in SE Western Siberia artesian basin. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. DOI: 10.1088/1755-1315/43/1/012030
- Poi G., Shahsavari E., Aburto-Medina A., Mok P.Ch., Ball A.S. Large scale treatment of total petroleum-hydrocarbon contaminated groundwater using bioaugmentation. *Journal of Environmental Management*, 2018, vol. 214, pp. 157–163.
- Vologdina I.V., Dutova E.M., Pokrovskiy D.S., Pokrovskiy V.D., Radyuk I.V. Naturally technogenic mineral new growths on water intakes of the Tomsk region. *Bulletin of the St. Petersburg university. Series 7. Geology. Geography*, 2015, no. 3, pp. 58–72. In Rus.
- Dutova E.M. Geochemistry of fresh groundwater in the Altai-Sayan folded area and adjacent areas of the West Siberian plate. *Applied Geochemistry*, 2020, vol. 120, pp. 189–197.
- Kazak E., Pozdniakov S., Muromec N. Field study and iron reactive simulation in riverbank water supply well fields. *IAHS-AISH Publication Cep. «GQ10: Groundwater Quality Management in a Rapidly Changing World»*, 2011, pp. 419–422.
- Sharma S.K., Petrusevski B., Schippers J.C. Biological iron removal from groundwater. *AQUA*, 2005, vol. 54, no. 4, pp. 239–247.
- Cernik M., Nosek J., Filip J., Hrabal J., Elliott D.W., Zbořil R. Electric-field enhanced reactivity and migration of iron nanoparticles with implications for groundwater treatment technologies: Proof of concept. *Water Research*, 2019, vol. 154, pp. 361–369.
- Khushboo Chaudhary, Pankaj Kumar Saraswat, Suphiya Khan. Improvement in fluoride remediation technology using GIS based mapping of fluoride contaminated groundwater and microbe assisted phytoremediation. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 2019, vol. 168, pp. 164–176.
- Lekhov A.V., Shvarov Yu.V. Rost mineralizatsii ekspluatiruemnykh podzemnykh vod pri nalichii pirita v pokrovnykh otlozheniyakh [Height of a mineralization of the operated underground waters in the presence of pyrite in integumentary deposits]. *Ge-*

- oekologiya. Inzhenernaya geologiya. Gidrogeologiya. Geokriologiya*, 2002, no. 4, pp. 316–325.
16. Appelo C.A.J., Drijver B., Hekkenberg R., De Jonge M. Modeling in situ iron removal from ground water. *Ground water*, 1999, vol. 37, no. 6, pp. 811–817.
 17. Sung W., Morgan J.J. Kinetics and product of ferrous iron oxygenation in aqueous systems. *American Chem. Soc.*, 1980, vol. 14, pp. 561–568.
 18. Sudipta Ghosh (Nath), Anupam Debsarkar, Amit Dutta. Technology alternatives for decontamination of arsenic-rich groundwater – a critical review. *Environmental Technology & Innovation*, 2019, vol. 13, pp. 277–303.
 19. Millero F.J., Sotolongo S., Izaguirre M. The oxidation kinetics of Fe(II) in seawater. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 1986, vol. 51, pp. 793–801.
 20. Pauffer S., Grischek T., Feller J., Herlitzius J., Kulakov V.V. Manganese release linked to carbonate dissolution during the start-up phase of a subsurface iron removal well in Khabarovsk, Russia. *The science of the total environment*, 2019, vol. 650, pp. 1722–1733.

Received 20 April 2022.

Information about the authors

Konstantin K. Kuzevanov, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Ekaterina M. Dutova, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Konstantin I. Kuzevanov, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.692.4.053

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЕНСАТОРОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ ПРЯМОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ НАДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Чухарева Наталья Вячеславовна¹,
natasha@tpu.ru

Шарф Ирина Валерьевна¹,
irina_sharf@mail.ru

Снигерев Дмитрий Сергеевич²,
nigerdim@yandex.ru

Шахметов Игорь Николаевич¹,
ins13@tpu.ru

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

² АО «Транснефть – Западная Сибирь»,
Россия, 644033, г. Омск, ул. Красный путь, 111/1.

Актуальность исследования обусловлена снижением металлоемкости прямолинейного участка надземного нефтепровода для транспортировки нагретой нефти и сокращением затрат на его эксплуатацию в зависимости от выбора конструкции компенсационного блока.

Цель: определение оптимальной конструкции компенсатора прямолинейного участка надземного нефтепровода с учетом влияния температурных параметров перекачиваемой среды в условиях сбережения производственных ресурсов.

Объекты: нефтепровод для перекачки горячей нефти, П-, S-образный, трапециевидный и дугообразный компенсационные блоки.

Методы: математическое моделирование надземной части участка нефтепровода, расположенного в области распространения криолитозоны, при помощи метода конечных элементов, интегрированного в ANSYS Workbench, и сравнительный анализ полученных зависимостей для выбора оптимального технического решения.

Результаты. Прочностной расчет разных конструктивных исполнений компенсационных блоков показал объемы максимальных напряжений и перемещений, возникающих вследствие изменения условий перекачки подогретой нефти по прямолинейному участку надземного нефтепровода. Результаты полученных данных положены в основу выбора оптимальных геометрических типоразмеров компенсаторов, рассматриваемых при сооружении надземной части участка заданной протяженности. Проведен расчет технологических параметров прямолинейного участка надземного нефтепровода с учетом забираемой под конструкционным сооружением площади, которая непосредственно влияет на объемы землепользования выбранного объекта исследования. Для разных компенсационных блоков установлены разные уровни формируемых объемов гидравлических потерь, что связано с энергозатратами оператора перекачки нефти. Сравнительный анализ экономической эффективности позволяет рассматривать дугообразные компенсационные блоки в качестве перспективной конструкции с учетом стратегических задач в части энергоэффективности и защиты окружающей среды в арктической зоне.

Ключевые слова:

Нефтепровод, перекачка с подогревом, надземный участок, компенсационный блок, напряженно-деформированное состояние, металлоемкость, гидравлические потери, энергозатраты, экономическая эффективность.

Введение

Детальный анализ существующих способов прокладки нефтепроводов (НП) свидетельствует о том, что реализация некоторых проектов строительства может быть сопряжена с рисками изменения устойчивости технических объектов. Это наиболее характерно для северо-восточных регионов РФ, так как формирующийся в настоящее время потенциал нефтепроводной инфраструктуры предполагает их интенсивное освоение, что соответствует оценке и перспективам расширения производства, указанным в исследовании [1].

Присутствие геокриологических массивов на обозначенных территориях способствует развитию неравномерных деформаций грунта в разные периоды года, которые классифицируют по [2] как длительные и кратковременные нагрузки: пучения, осадки, морозные растрескивания. Поэтому существуют огра-

ничения при выборе способа прокладки трубопроводов с привязкой к конкретному местоположению объекта и геологическим характеристикам района строительства. Кроме того, по целому ряду причин, связанных с изменениями реологических параметров нефти, требуется применение специальных технологичных перекачки с подогревом, примером чего являются действующие участки трубопроводной системы РФ и США (операторы – ПАО «Транснефть» и Alyeska Pipeline Service Company). Это реализованные проекты: «Заполярье-Пурпе», «Транс-алаянский нефтепровод» [3, 4].

Следует отметить, что для участков с распространением многолетнемерзлых грунтов характерно следующее: ледяные массивы в зимний период времени и водная гладь в летний период. В связи с указанным укладку в траншею трубопровода не проводят. Строительство линейной части НП осуществляют с при-

менением специальных надземных опор, что позволяет обеспечить минимальное воздействие «тела трубы» на несущую способность грунта и на окружающий растительный покров, нарушение которого, согласно исследованиям [5–7], может привести к существенным деградациям участков вечной мерзлоты, сопровождающимся заболачиванием территорий, изменениям условий существования фауны и изменению ряда других экологических аспектов. Поэтому осознание потенциальной опасности своей технологической деятельности организациями добычи, транспортировки и хранения нефти ориентирует их на условия эксплуатации опасных производственных объектов без причинения вреда окружающей среде в условиях высокого уровня экологической безопасности производства [8, 9].

Использование надземной технологии прокладки имеет свои преимущества и недостатки. С одной стороны, такой способ позволяет обеспечить высокий уровень эксплуатационной надежности, связанный с минимальными отклонениями напряженно-деформированного состояния (НДС) от исходных заданных условий на стадии проектирования. С другой стороны, необходимо правильно выбрать соответствующую конструкцию опор и компенсационных блоков (КБ) для нивелирования температурных перемещений в зависимости от условий перекачки нефти по заданному участку.

Как известно из ряда технических решений [10–12], устойчивое положение опор в грунте обеспечивают специальные термические стабилизаторы, заполненные хладогентом, что позволяет поддерживать отрицательную температуру грунта вокруг свай опоры. Устойчивое положение НП обеспечивают разные геометрические формы КБ, особенностью которых заключается в том, что при выборе конкретной конструкции проектная организация должна учесть множество факторов исходя из металлоемкости планируемого участка НП, площади, занимаемой объектом, и эксплуатационных условий в совокупности с экономической эффективностью. При этом последнее подразумевает стоимостные характеристики и гидравлические параметры, формирующие объемы потерь напора на трение с учетом энергообеспечения перекачивающих агрегатов совместно с заданными объемами поставки продукции потребителю. Предлагаемые технические решения КБ должны разрабатываться с учетом реализуемых программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности предприятий трубопроводного транспорта нефти и быть направленными на снижение потребления электроэнергии в результате уменьшения гидравлического сопротивления при перекачке нефти.

В связи с указанным выше выбор конструкции КБ является актуальной задачей. Ее решение невозможно без расчета прочностных параметров по строительным нормам и правилам. Проведенный анализ современной нормативно-технической документации [1, 13, 14] показал, что указанные документы не выделяют кон-

кретные планируемые эксплуатационные условия при выборе оптимальной конструкции КБ. Это является недостатком действующих нормативов. Поэтому указанная проблема может быть решена предварительным созданием ряда математических моделей, что позволит установить приоритет конкретного варианта геометрической формы КБ в условиях высокой вариативности изменения исходных составляющих для обеспечения требуемого уровня надежности НП.

Вышеизложенное явилось основанием для разработки технических решений при выборе оптимальной конструкции КБ в рамках подготовки научного отчета по результатам исследовательской деятельности для III Международной научно-технической конференции ПАО «Транснефть». Таким образом, цель данной работы: определение оптимальной конструкции компенсатора надземного прямолинейного участка нефтепровода с учетом влияния температурных параметров перекачиваемой среды в условиях сбережения производственных ресурсов.

Постановка проблемы

Основными конструкциями компенсаторов, предназначенными для обеспечения устойчивости надземных участков трубопроводов, являются П-, Г-, Z- и трапециевидный типы (рис. 1). Применение конкретной конструкции зависит от проектных требований, привязанных к топографическим условиям местности планируемой трассы трубопровода, и положения компенсационного блока, определяемого выбранным участком.

При поворотах трассы НП, при входе или выходе на поверхность участка НП, в том числе при пересечении русел небольших рек и оврагов, производят сооружение только Г- и Z-образных КБ [15, 16]. Для прямолинейных участков такие конструктивные решения не используют.

В отличие от двух предыдущих КБ, П-образный (ПКБ) и трапециевидный (ТКБ) компенсационные блоки устанавливаются только на прямолинейных участках с определенным заданным интервалом, рассчитанным в соответствии с прочностными параметрами участка НП [14]. Эти два типа являются наиболее распространенными. Однако, как показывают исследования [17, 18], данные формы КБ повышают расход трубных секций при сооружении НП и формируют значительный объем гидравлических потерь, обусловленных местными сопротивлениями из-за геометрических параметров компенсаторов.

Указанная проблема может быть решена при помощи новых форм КБ. Проведенный патентный обзор показал, что такими формами могут служить S-образный (СКБ) и дугообразный (ДКБ) компенсаторы (рис. 2). Но для таких конструкций [19, 20] не представлена методика расчета прочностных параметров, что накладывает определенные трудности на теоретическое обоснование выбора. Тем не менее современные методы инженерного анализа могут позволить приблизиться к решению указанной проблемы.

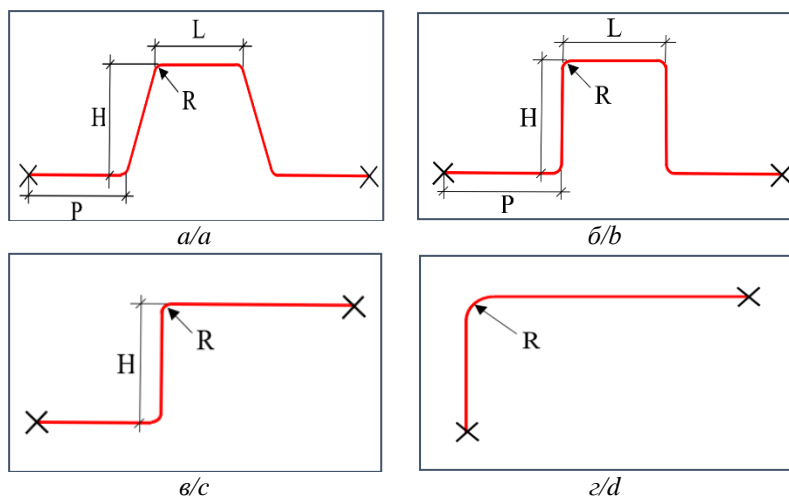


Рис. 1. Конструкции основных типов КБ: трапецевидная (а); П-образная (б); Z-образная (в); Г-образная (г). Параметры компенсаторов: H – вылет компенсатора, м; L – полка компенсатора, м; P – плечо компенсатора, м; R – радиус скругления оси, м

Fig. 1. Design of basic types of expansion joints: tapered (a); U-shaped (b); Z-shaped (c); L-shaped (d). Expansion joint parameters: H – overhang of expansion joint, m; L – flange of expansion joint, m; P – arm of expansion joint, m; R – axis rounding radius, m

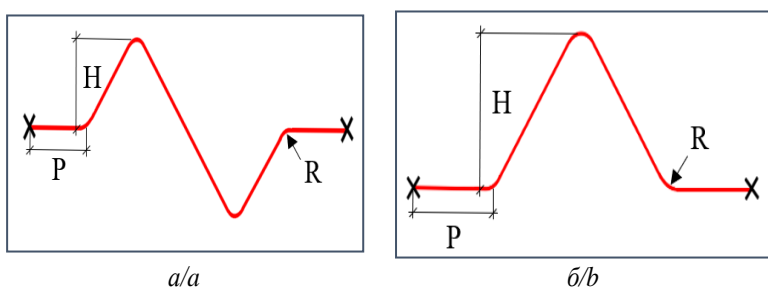


Рис. 2. Патентные конструкции КБ: S-образная (а); дугообразная (б)

Fig. 2. Patented design of expansion joints: S-shaped (a); arch-shaped (b)

Методы исследования

В работе применяли метод конечных элементов, интегрированный в программную систему ANSYS Workbench и успешно используемый различными исследователями [21–24] для решения многокритериальных статических и динамических задач трубопроводного транспорта и хранения углеводородов.

Так как в представленной работе стояла задача оценки надежности и экономической эффективности при сооружении и эксплуатации только прямолинейного участка надземного НП, то Г- и Z-образные КБ не рассматривали. Исходя из указанного, в качестве объекта исследования были выбраны оставшиеся 4 конструкции: ПКБ и ТКБ и две новые СКБ и ДКБ, ранее не используемые в реализованных ПАО «Транснефть» проектах.

Исследование напряженно-деформированного состояния проектируемого трубопровода диаметром 1020 мм проводили при следующих условиях:

- эксплуатационное давление – 5 МПа;
- материал трубопровода – низколегированная сталь повышенной прочности К56 (табл. 1);
- толщина стенки трубопровода – 16 мм;
- радиус скругления отводов – 5,1 м;

- температура нефти в процессе перекачки изменялась от 70 до 50 °С;
- температура фиксации трубопровода – минус 20 °С.

Таблица 1. Физико-механические характеристики стали К56

Table 1. Physical-mechanical characteristics of steel K56

Класс прочности Strength class	μ_0	α , 1/град. 1/grade	ρ , кг/м ³ kg/m ³	E_0	σ_m	$\sigma_{вр}$
				МПа/MPa		
K56	0,3	$1,2 \cdot 10^{-5}$	7850	$2,06 \cdot 10^5$	410	550

E_0 – модуль упругости/elastic modulus; μ_0 – коэффициент Пуассона/Poisson's ratio; α – коэффициент температурного расширения/thermal expansion coefficient; ρ – плотность/density; σ_m – предел текучести/yield strength; $\sigma_{вр}$ – предел прочности/tensile strength.

Конечно-элементная формулировка поставленной задачи в матричной форме имеет следующий вид:

$$\sum_{m=1}^n ([K_e] \{u_m\} - \{F_e^{th}\} - \{F_e^{pr}\} - \{F_e^{nd}\} - \{F_e^b\})_m = 0,$$

где n – количество конечных элементов, дискретизирующих область; $[K_e]$ – матрица жесткости элемента;

$\{u_m\}$ – вектор узловых смещений элемента; $\{F_e^{th}\}$ – вектор температурной нагрузки; $\{F_e^{pr}\}$ – вектор давления элемента; $\{F_e^{nd}\}$ – вектор узловых сил элемента; $\{F_e^b\}$ – вектор объемных сил элемента.

Распределение смещений, деформаций и напряжений внутри каждого конечного элемента устанавливаются через узловые смещения:

$$\begin{aligned} \{u\} &= [N] \cdot \{u_m\}; \\ \{\varepsilon\} &= [B] \cdot \{u_m\}; \\ \{\sigma\} &= [D] \cdot \{\varepsilon^{el}\}, \end{aligned}$$

где $[N]$ – матрица функций формы; $[B]$ – матрица связи деформаций с узловыми смещениями; $[D]$ – матрица упругости; $\{\varepsilon^{el}\}$ – упругая деформация.

Построение геометрических моделей расчетных участков с компенсаторами проводилось при помощи специализированных конечных элементов типа «Pipe».

Для моделирования была выбрана балочная сетка конечных элементов размером 5 см. Плечам КБ в геометрических моделях было задано продольное перемещение, что выполняло функции продольно-подвижных опор. Так как КБ ограничиваются неподвижными опорами, в моделях применяли жесткую фиксацию торцов.

Расчет максимально допустимого (нормативного) напряжения для компенсатора проводили согласно [14]:

$$\sigma_{\text{комп}} \leq R_2 - (0,5 \cdot \sigma_{\text{кш}} + \sigma_m),$$

где $\sigma_{\text{комп}}$ – напряжения в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб, МПа; σ_m – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием попе-

речных и продольных нагрузок в расчетном сечении компенсатора, МПа; R_2 – сопротивление сжатию, МПа; $\sigma_{\text{кш}}$ – кольцевые напряжения, МПа.

Оценку экономической эффективности участка НП с компенсаторами проводили исходя из затрат на материально-технические расходы, связанные со строительством линейной части длиной 132 км (за 132 км принимали участок нефтепровода по прямой линии без учета изменений, обусловленных геометрической формой КБ), и затрат на перекачку нефти с планируемой производительностью трубопровода $G=43$ млн т/год.

Определение суммарных потерь напора на трение проводили в соответствии с требованиями регламентирующих документов предприятия трубопроводного транспорта нефти [25]:

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{мс}} + \Delta z + h_{\text{ск}},$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение, м; $h_{\text{мс}}$ – потери напора на преодоление местных сопротивлений, м; Δz – разность геодезических отметок, м; $h_{\text{ск}}$ – потери скоростного напора на расчетном участке.

После выбора оптимального варианта соответствующей конструкций КБ проводили сравнение потерь напора на трение, что послужило основой для оценки планируемой экономии потребления электроэнергии насосными агрегатами для обеспечения требуемого объема перекачки, согласно [26]:

$$N = \frac{G \cdot \Delta H \cdot 1,03}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_s},$$

где G – объем перекачки, т/год; ΔH – разница потерь напора на трение между трубопроводами с разными компенсаторами; η_n – КПД насосов; η_s – КПД электродвигателей насосов.

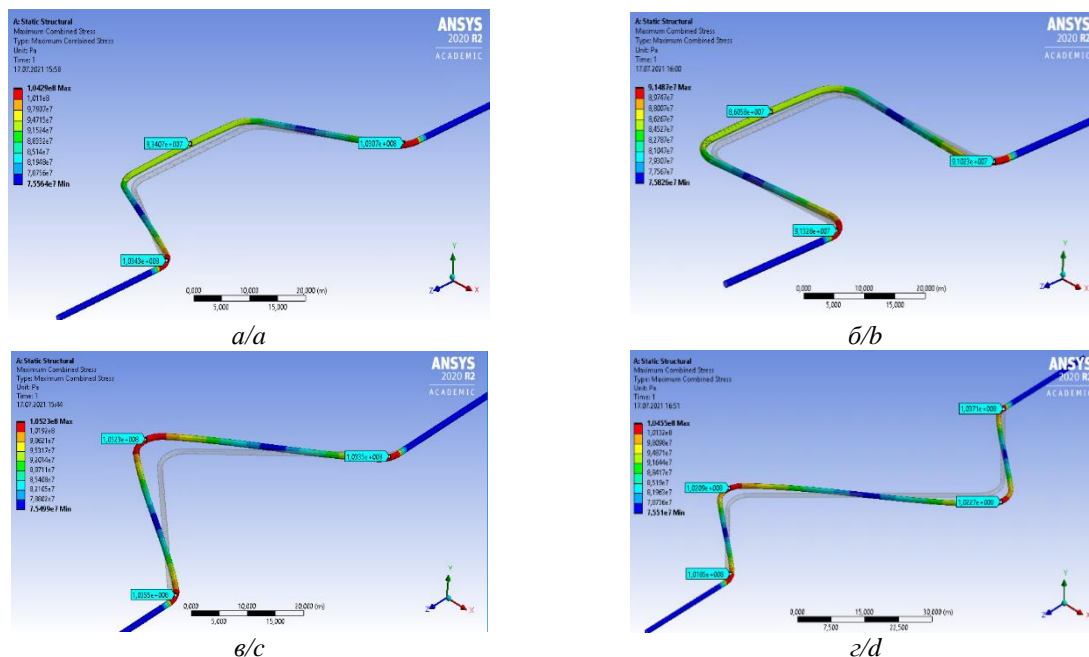


Рис. 3. Распределение максимальных напряжений КБ при температуре нефти 70 °С: трапецевидный (а); П-образный (б); дугообразный (в); S-образный (г)

Fig. 3. Distribution of maximal stresses of expansion joint at oil temperature 70°: tapered (a); U-shaped (b); arch-shaped (c); S-shaped (d)

Обсуждение полученных результатов

Результаты максимальных перемещений (E) и напряжений (σ) конструкций КБ под влиянием температуры перекачиваемого продукта (рис. 3) не превышают максимально допустимого значения $\sigma_{\text{комп}}=194,6$ МПа, о чем свидетельствуют данные, представленные в табл. 2.

Таблица 2. Влияние температуры перекачиваемой нефти на НДС компенсаторов

Table 2. Effect of pumped oil temperature on expansion joint VAT

Параметр напряженно-деформированного состояния Parameter of stress-deformed state	Конструкция компенсационного блока (КБ) Design of expansion joint			
	СКБ S-shaped	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
При температуре перекачиваемой среды 50 °С At the temperature of pumped medium 50 °С				
E , мм/мм	49,3	83,7	73,2	46,5
σ , МПа/МПа	105,7	99,5	98,8	88,5
При температуре перекачиваемой среды 55 °С At the temperature of pumped medium 55 °С				
E , мм/мм	52,3	88,8	77,6	49,4
σ , МПа/МПа	107,5	100,9	100,1	89,2
При температуре перекачиваемой среды 60 °С At the temperature of pumped medium 60 °С				
E , мм/мм	55,3	93,9	82,1	52,2
σ , МПа/МПа	109,3	102,3	101,5	89,9
При температуре перекачиваемой среды 65 °С At the temperature of pumped medium 65 °С				
E , мм/мм	58,2	98,9	86,5	55,1
σ , МПа/МПа	111,1	103,8	102,9	90,7
При температуре перекачиваемой среды 70 °С At the temperature of pumped medium 70 °С				
E , мм/мм	90,9	104,1	90,9	57,8
σ , МПа/МПа	104,3	105,2	104,3	91,5

Возникающие вследствие температурного расширения стенок трубопровода перемещения компенсаторов определяют размеры зазоров между боковыми упорами и основанием ложементов опоры, которые необходимы для обеспечения боковых перемещений конструкции (рис. 4).

Исходя из того, что геометрические формы компенсаторов могут иметь разные углы отводов, необходимо определить наилучший вариант в совокупности с длиной их плеч и наименьшими напряжениями, возникающими при воздействии перекачиваемой углеводородной среды на тело конструкции. Примененный метод инженерного анализа позволил установить минимальные значения σ в диапазоне углов отводов от 45° до 90° (табл. 3). При таком исполнении плечи компенсаторов имеют максимальные длины и могут компенсировать большие участки надземного трубопровода. Учитывая, что стандартные соединительные детали находятся в типоразмерном ряду (45°, 60°, 90°), заказ отводов с промежуточными значениями потребует от производителя корректировки технологического процесса изготовления и, как следствие, повышения конечной стоимости продукта.

Угол отвода ТКБ 60°. Для СКБ и ДКБ отводы при вершине и в местах примыкания плеч составляют 90° и 45°. Для ПКБ – только 90°.

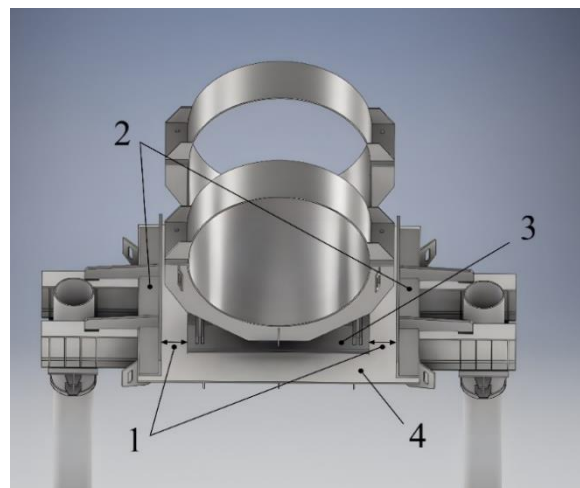


Рис. 4. Конструкция опоры компенсатора: 1 – боковые зазоры; 2 – боковые упоры; 3 – основание ложементов; 4 – стол-ростверк

Fig. 4. Design of expansion joint foot: 1 – back lash; 2 – side lay; 3 – support base; 4 – foundation frame

Таблица 3. Влияние углов отводов на напряжение компенсаторов

Table 3. Effect of bend angles on expansion joint pressure

Угол отвода, град. Bend angle, degrees	Максимальное напряжение (σ), МПа Maximum stress (σ), MPa			
	СКБ S-shaped	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
30	139,6	125,7	145,4	–
45	112,9	105,2	117,8	–
60	102,6	95,0	104,3	–
75	98,4	91,6	96,5	–
90	–	–	–	91,5

Длину плеч КБ выбирали с учетом допустимого напряжения, не превышающего максимального допустимого значения $\sigma_{\text{комп}}=194,6$ МПа. В результате расчетов получено, что для изготовления СКБ потребуется 7 трубных секций по 11,7 м каждая (всего 81,9 погонных метров трубопровода на одно изделие). Для ПКБ, ТКБ и ДКБ необходимо только по 6 трубных секций на каждую конструкцию (всего 70,2 погонных метров трубопровода на одну КБ), что указывает на меньшие капитальные затраты на металлоконструкции при сравнении с СКБ.

Исходя из изложенного выше отметим, что далее при проведении расчетов технологических параметров и объемов землепользования в работе были рассмотрены только те конструкции, при изготовлении которых потребуется меньше трубных секций, а именно ПКБ, ТКБ и ДКБ (табл. 4). Проведение дальнейших расчетов для СКБ не представлялось целесообразным.

За протяженность КБ (L^*) принимают фактическую длину конструкции, измеряемую по криволинейной траектории вдоль оси трубопровода. Длина КБ (L) определена прямолинейным участком, расположенным между неподвижными опорами, ограничивающими конструкцию компенсатора. Коэффициент k равен отношению L^*/L . Чем меньше коэффициент k ,

тем меньше металлоёмкость конструкции. Таким образом, для ДКБ удельная металлоёмкость характеризуется наименьшим значением – 415,44 т/км, в то время как для конструкций ТКБ и ПКБ ее значение составляет 420,03 и 431,76 т/км. Другими словами, металлоёмкость ДКБ меньше по отношению к ТКБ на 4,59 т/км и по отношению к ПКБ – на 16,32 т/км, соответственно.

Таблица 4. Расчет прямолинейного участка надземного трубопровода

Table 4. Calculation of aboveground linear section of oil pipeline

Технологические параметры надземного прямолинейного участка нефтепровода Technological parameters of the aboveground linear section of oil pipeline	Конструкция компенсационного блока Expansion joint design		
	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
Максимальное напряжение (σ), МПа Maximum stress (σ), MPa	194,3	194,5	194,1
Вылет КБ (H), м Overhang of expansion joint (H), m	27,8	25,4	33,6
Длина КБ (L), м Length of expansion joint (L), m	461,9	462,3	675,6
Протяженность КБ (L^*), м Extension of an expansion joint (L^*), m	484,0	489,4	734,0
Коэффициент k /Coefficient k	1,048	1,059	1,086
Площадь, занимаемая одним компенсатором (S), м ² Square of an expansion joint (S), m ²	773,4	1122,7	1129,0
Количество компенсаторов (n), шт. Number of expansion joints (n), pcs.	286,0	286,0	196,0
Суммарная площадь, занимаемая компенсаторами на участке 132 км, м ² Total square occupied by expansion joints in the site of 132 km, m ²	221192,0	321092,0	221284,0
Суммарное количество отводов, шт. Total number of bends, pcs.	858,0	1144,0	784,0
Суммарное количество секций, шт. Total number of sections, pcs.	11440,0	11440,0	11760,0
Общая протяженность участка НП с КБ, м Total length of pipeline section with expansion joint, m	138424,0	139968,0	143864,0
Удельная металлоёмкость, т/км Specific amount of metal, t/km	415,44	420,03	431,76

В пользу ДКБ свидетельствует и минимально занимаемая площадь в 221192 м² при общей протяженности надземного линейного участка нефтепровода с выбранными компенсационными блоками 138424 м. Это соотносится с меньшим воздействием трубопровода на грунт, что определяет экологические преимущества по отношению к другим техническим решениям.

Расчитанные капитальные затраты на металлоконструкции на трубные секции и на отводы в соот-

ветствии с методическими рекомендациями отдела капитального строительства АО «Транснефть-Западная Сибирь», из которых следует существенная экономия денежных средств при использовании ДКБ, представлены в табл. 5. Она составляет более 140 млн р. по отношению к другим вариантам.

Таблица 5. Капитальные затраты на металлоконструкции при реализации проектов

Table 5. Capital expenditures on metal structures in projects

Статья сметы (без НДС), млн р. Budget item (VAT excluded), mln. rub.	Конструкция компенсационного блока Design of expansion joint		
	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
Затраты на трубные секции Cost of pipe sections	4481,9	4481,9	4607,3
Затраты на отводы Cost of bends	445,4	586,6	558,4
Итого/Total	4927,3	5068,5	5165,7

Расчет суммарных потерь напора на местные сопротивления h_m и потерь напора по длине прямолинейного участка НП h_n проводили исходя из разницы в геодезических отметках по абсолютной высоте профиля трассы 100 м на 132 км при условии равномерного повышения по ходу движения углеводородной среды.

Результаты расчетов, представленные на рис. 5, свидетельствуют, что для конструкции ДКБ установлены следующие показатели $h_n=578,61$ м и $h_m=76,28$ м, что относительно ТКБ и ПКБ для h_n меньше на 6,45 и 22,74 %, для h_m меньше на 34,67 и 18,77 %, соответственно. Таким образом, полученные данные подтверждают, что конструкция ДКБ является более оптимальной.

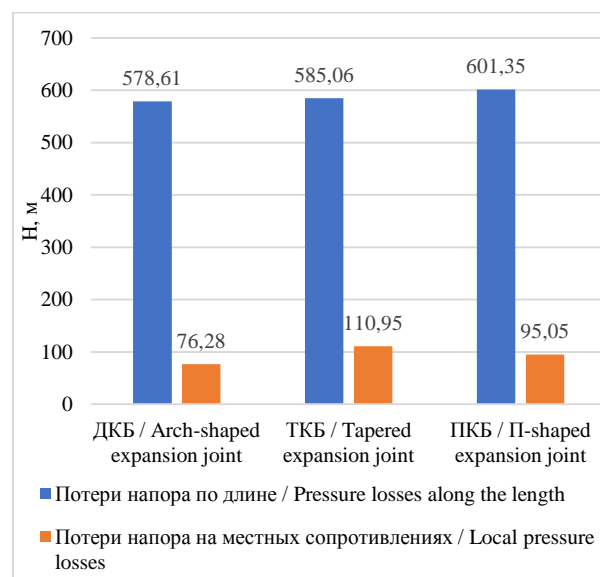


Рис. 5. Суммарные потери напора на трение надземного участка с разными конструкциями КБ

Fig. 5. Total pressure losses at friction of aboveground section with different parts of an expansion joint

Принимая планируемую годовую перекачку нефти $G=43$ млн т/год, мы считаем, что экономия потребления электроэнергии перекачивающими насосными агрегатами с частотно регулируемым приводом составит $N=6202,2$ МВт·ч/год, что эквивалентно 20,65 млн р./год при средней стоимости электроэнергии на транспорт нефти и нефтепродуктов по всем дочерним подразделениям компании 3,33 р./кВт, рассчитанной согласно данным годового ПАО «Транснефть» [27]. Однако, учитывая производственные, инфраструктурные, географо-климатические условия строительства надземного нефтепровода с предлагаемыми конструкторскими предложениями, данный тариф был увеличен более чем в 1,5 раза.

Проведенный сравнительный анализ экономической эффективности реализации проектов с разными конструкциями компенсационных блоков подтвердил выбор варианта с ДКБ (табл. 6), сделанный на основе расчета ключевых показателей, таких как чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, простой и дисконтированный срок окупаемости, индекс доходности за 15-летний период, а также с учетом императива в ПАО «Транснефть» сочетания технологической и экономической эффективности [28]. При расчете капитальных вложений использовались данные табл. 5, а также были рассчитаны затраты на монтаж компенсационных блоков в соответствии с государственными элементными сметными нормами. Как видно из представленных расчетов, срок окупаемости всех представленных проектов составляет менее 4 лет. Так как минимальный срок службы нефтепровода 25 лет, то доходность проектов будет возрастать, а, следовательно, перспективность проекта с ДКБ будет усиливаться, в том числе за счет нижеуказанных факторов.

Таблица 6. Экономическая эффективность проектов

Table 6. Economic efficiency of projects

Показатели экономической эффективности Economic efficiency indicators	Конструкция компенсационного блока Design of expansion joint		
	ДКБ Arch-shaped	ТКБ Tapered	ПКБ U-shaped
ЧДД, млн р./NPV, mln rub.	8803,53	8552,64	9031,51
ВНД/IRR, %	48,03	46,43	47,42
Срок окупаемости (простой), лет Simple pay-back period, years	3,1	3,2	3,2
Срок окупаемости (дисконтированный), лет Discounted payback period, DPP, years	3,7	3,8	3,8
Индекс доходности, Profitability index PI	2,77	2,67	2,73

Факторы, которые определяют перспективность проекта с ДКБ, формируются исходя:

а) из приоритета повышения энергоэффективности и реализации потенциала энергосбережения, обозначенного в Энергетической стратегии России на период до 2035 года, как одной из ключевых стратегических задач [29], направленных на сохранение конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний на мировом рынке;

- б) реализации политики декарбонизации, направленной на сдерживание роста глобального потепления в рамках 1,5 °С, а данная конструкция позволяет минимизировать площадное воздействие на криолитозону;
- в) снижения платы за землепользование вследствие уменьшения размеров отводимого участка земли под дислокацию нефтепровода за счет геометрической формы ДКБ;
- г) перспектив расширения энергообеспечения арктических регионов, в том числе за счет строительства автоматизированных гибридных энергоустановок в арктических зонах, одна из которых в качестве пилотного проекта построена в Верхоянском районе Республики Саха-Якутия, использующих дизельное топливо и солнечную энергию, что позволит снизить стоимость потребляемой электроэнергии, в том числе на объектах ПАО «Транснефть».

Заключение

Все исследованные конструкции компенсационных блоков обеспечивали требуемый уровень надежности по нормативному напряжению $\sigma=194,6$ МПа в соответствии с нормативно-технической документацией. При этом для сооружения геометрических форм ПКБ, ТКБ и ДКБ требовалось меньше трубных секций – 6 ед., по сравнению с S-образным компенсатором (7 ед.).

С учетом минимальной длины единичной конструкции ДКБ 461,9 м на сооружение 132 км (измеренного по прямой) надземного участка нефтепровода требуется 286 шт. Использование ПКБ длиной 675,6 м и ТКБ длиной 462,3 м предполагает установку 196 и 286 шт., соответственно. При этом общая минимальная протяженность сооружаемого участка, с учетом его криволинейности, составляет 138424 м для варианта с компенсационными блоками дугообразной формы, что на 3,8 и 1,1 % меньше по отношению к конструкциям ПКБ и ТКБ. Указанное позволяет снизить металлоемкость проекта при выборе конструктивного решения с конструкцией ДКБ на 4,59 и 16,32 т/км по отношению к ТКБ и ПКБ. Это, в свою очередь, приводит к экономии финансовых затрат на покупке трубных секций и отводов более чем на 140 млн р.

Оценка гидравлических потерь выбранного с ДКБ участка нефтепровода свидетельствует о вероятном снижении уровня потребления электрической энергии насосными агрегатами с частотно регулируемым приводом более чем на 20 млн р. при условии планируемой годовой перекачки продукции в объеме 43 млн т/год. Перспективная реализация предлагаемой конструкции ДКБ на участках магистрального нефтепровода, расположенного над землей, может внести существенный вклад в повышение энергетической эффективности транспортировки нефти.

Проведенная оценка экономической эффективности показала, что наибольшим чистым дисконтированным доходом обладает использование конструкции с ПКБ. Однако с учетом других показателей экономической эффективности конструкция с ДКБ явля-

ется более перспективной для реализации, в том числе вследствие необходимости решения стратегических задач в части повышения энергоэффективности

и защиты окружающей среды в арктической зоне, что особенно актуально в условиях реализуемой мировым сообществом политики углеродной нейтральности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кирсанова И.Ю. Оценка обеспеченности территории нефтепроводной и нефтепродуктопроводной инфраструктурой // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 6. – С. 652–659.
2. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. – М.: Стандартинформ, 2017. – 208 с.
3. Программа инновационного развития ПАО «Транснефть» на 2022–2026 годы. Паспорт // Транснефть. 2021. URL: <https://www.transneft.ru/development/innovations/> (дата обращения 17.02.2022).
4. Swarz R.S. The Trans-Alaska pipeline system: a systems engineering case study // Proceedings of the Seventh International Conference on Complex Systems Design & Management. – Paris: Springer Publ., 2016. – P. 17–27.
5. Garris N.A., Glukhova Z.R. Analysis of piping methods in permafrost soils // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – V. 666. – № 4. – 042046.
6. Landscape and permafrost change in the Prudhoe Bay Oilfield, Alaska / D.A. Walker, M.K. Raynolds, M. Buchhorn, J.L. Peirce. – Fairbanks, AK: Alaska Geobotany Center AGC 14-01, University of Alaska Fairbanks, 2014. – 87 p.
7. Vegetation canopy and radiation controls on permafrost plateau evolution within the discontinuous permafrost zone, Northwest Territories, Canada / L. Chasmer, W. Quinton, C. Hopkinson, R. Petrone, P. Whittington // Permafrost and Periglacial Processes. – 2011. – V. 22. – № 3. – P. 199–213.
8. Снижение экологического воздействия на окружающую среду, перспектив и возможности декарбонизации производственной деятельности // Транснефть. 2021. URL: <https://www.transneft.ru/investors/for-esg-investors/> (дата обращения 17.02.2022).
9. Trans Alaska pipeline system: environmental handbook. – Anchorage: Alyeska Pipeline Service Company, 2018. – 97 p.
10. Alyeska's 40-plus years of experience with heat pipes on the Trans-Alaska pipeline system / L. Mosley, J. Zarling, F. Wuttig, C. Schulz // Regional Conference on Permafrost and 19th International Conference on Cold Regions Engineering. – Reston, VA: American Society of Civil Engineers, 2021. – P. 327–338.
11. Pipeline systems – designing, construction, maintenance and asset management // Engineering Institute of Technology. 2012. URL: <https://www.eit.edu.au/resources/pipeline-systems-designing-construction-maintenance-and-asset-management/> (дата обращения 16.02.2022).
12. Способ термостабилизации грунтов оснований свайных фундаментов опор трубопровода: пат. Рос. Федерация, № 2616029, заявл. 25.12.2015, опубл. 12.04.2017. Бюл. № 11. – 9 с.
13. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – М.: Стандартинформ, 2015. – 89 с.
14. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями № 1, 2). – М.: Госстрой ФАУ ФЦС, 2013. – 64 с.
15. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПб.: Изд-во «Недра», 2006. – 824 с.
16. Онищенко А.О., Долганов В.А., Томарева И.А. Современные технологические решения строительства нефтепроводов в сейсмически опасных районах // Актуальные проблемы и перспективы развития строительного комплекса. – Волгоград: Институт архитектуры и строительства ВолГТУ, 2020. – С. 121–131.
17. Мальцев С.А. Анализ конструктивных решений компенсаторов надземных нефтепроводов в районах высокого градиента температур на примере нефтепровода Харьягинского нефтяного месторождения // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2020. – № 1. – С. 31–39.
18. Besheryan Z.A., Kantemirov I.F. Modeling and assessment of the stress-strain state of above-ground pipelines at different types of compensation sections // E3S Web of Conferences. – 2021. – V. 266. – 01022.
19. Дугообразный компенсатор для трубопровода: пат. Рос. Федерация, № 141422, заявл. 31.10.2013, опубл. 10.06.2014. Бюл. № 16. – 9 с.
20. S-образный компенсатор для трубопровода: пат. Рос. Федерация, № 95059, заявл. 24.12.2009; опубл. 10.06.2010, Бюл. № 16. – 10 с.
21. Zitouni T.A., Labeled Z. Numerical study on dimensions and orientation effect of semi-elliptical cracks in PE100 pipelines // International Journal of Applied Mechanics and Engineering. – 2021. – V. 26. – № 3. – P. 198–207.
22. Development of a novel technique using finite element method to simulate creep in thermoplastic fiber reinforced polymer composite pipe structures / H. Ashrafizadeh, R. Schultz, B. Xu, P. Mertiny // Pressure Vessels and Piping Conference. – Las Vegas, American Society of Mechanical Engineers, 2020. – PVP2020-21529, V003T03A009.
23. Chen G., Wang F., Zhou C. Dynamic response analysis of large arch-roof oil tank subjected to the coupling impact of two-source blast waves based on finite element method // Journal of Failure Analysis and Prevention. – 2020. – V. 20. – № 1. – P. 333–347.
24. Residual strength of corroded subsea pipelines subject to combined internal pressure and bending moment / M.H. Mohd, B.J. Lee, Y. Cui, J.K. Paik // Ships and offshore Structures. – 2015. – V. 10. – № 5. – P. 554–564.
25. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: Транснефть, 2009. – 86 с.
26. АО «Транснефть – Западная Сибирь»: производственно-практическое издание / Д.С. Снегирев, В.В. Токарев, М.О. Мызников, Д.С. Паркина, Е.Р. Ишак. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2021. – 128 с.
27. Годовой отчет ПАО «Транснефть» за 2020 год // Транснефть. 2021. URL: <https://www.transneft.ru/investors/219/> (дата обращения 17.02.2022).
28. ОР-03.100.00-КТН-144-19. Методика оценки экономической и технической (технологической) эффективности программы технического перевооружения и реконструкции объектов магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть». – М.: Транснефть, 2019. – 161 с.
29. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утв. Распор. Правительства РФ № 1523-р от 9 июня 2020 г. // Министерство энергетики РФ. 2020. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 17.02.2022).

Поступила 11.05.2022 г.

Информация об авторах

Чухарева Н.В., кандидат химических наук, доцент 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.

Снигирев Д.С., кандидат технических наук, начальник технического отдела АО «Транснефть – Западная Сибирь».

Шахметов И.Н., студент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.692.4.053

CHOICE OF OPTIMAL DESIGN OF EXPANSION JOINT IN CONSTRUCTION OF ABOVEGROUND LINEAR SECTION OF OIL PIPELINE

Natalya V. Chukhareva¹,
natasha@tpu.ru

Irina V. Sharf¹,
irina_sharf@mail.ru

Dmitry S. Snigerev²,
snigerdim@yandex.ru

Igor N. Shakhmetov¹,
ins13@tpu.ru

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

² Transneft Western Siberia, JSC,
111, bldg. 1, Krasny Put street, Omsk, 644033, Russia.

The relevance of the research is conditioned by a decrease in specific amount of metal of aboveground linear section of heated oil transportation pipeline and reduction of its operational cost depending on the choice of expansion joint design.

Goal: to determine an optimal design of expansion joint of the pipeline aboveground linear section of oil pipeline taking into account the effect of temperature parameters of pumped medium under condition of saving productive resources.

Objects: hot oil pipeline, U-, S-shaped, tapered, ring expansion joints.

Methods: modelling of the aboveground pipeline section located in cryolitic zone using the method of finite element method integrated into ANSYS Workbench and comparative analysis of the functions obtained to choose the optimal engineering solution.

Results. Strength analysis of different designs of expansion units has shown that the maximum stress and displacements take place due to the changes in condition of oil pumping. The results of the data obtained were taken as a basis for choice of optimal geometric sizes of expansion joints taken into consideration in construction of the aboveground pipeline section of a given length. The technological parameters of linear section of oil pipeline portion were calculated with respect to occupied area that directly influencing the square of the research object. For different expansion joints there are various rates of hydraulic losses explained by energy expenditure of oil pumping operator. Comparative analysis of cost effectiveness allowed considering arch-shaped expansion joints as a perspective construction taking into account the strategic tasks of energy efficiency and environmental protection in the Arctic zone.

Key words:

Pipeline, heated pumping, aboveground section, expansion joint, stress-deformed state, specific amount of metal, hydraulic losses, energy expenditure, cost effectiveness.

REFERENCES

- Kirsanova I.Yu. Otsenka obespechennosti territorii nefteprovodnoy i nefteproduktovodnoy infrastrukturoy [Assessment of the territory's provision with oil pipeline and oil product pipeline infrastructure]. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2021, vol. 11, no. 6, pp. 652–659.
- SP 284.1325800.2016. *Truboprovody promyslovye dlya nefi i gaza. Pravila proektirovaniya i proizvodstva rabot* [Code of Practice 284.1325800.2016. Field pipelines for oil and gas. Rules for the design and production of works]. Moscow, Standardinform Publ., 2017. 208 p.
- Programma innovatsionnogo razvitiya PAO «Transneft» na 2022–2026 gody. Pasport [Innovative development program of Transneft for 2022–2026. The passport]. *Transneft*. 2021. Available at: <https://www.transneft.ru/development/innovations/> (accessed 17 February 2022).
- Swarz R.S. The Trans-Alaska pipeline system: a systems engineering case study. *Proceedings of the Seventh International Conference on Complex Systems Design & Management*. Paris, Springer Publ., 2016. pp. 17–27.
- Garris N.A., Glukhova Z.R. Analysis of piping methods in permafrost soils. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 666, no. 4, 042046.
- Walker D.A., Reynolds M.K., Buchhorn M., Peirce J.L. *Landscape and permafrost change in the Prudhoe Bay Oilfield, Alaska*. Fairbanks, AK, Alaska Geobotany Center AGC 14-01, University of Alaska Fairbanks, 2014. 87 p.
- Chasmer L., Quinton W., Hopkinson C., Petrone R., Whittington P. Vegetation canopy and radiation controls on permafrost plateau evolution within the discontinuous permafrost zone, Northwest Territories, Canada. *Permafrost and Periglacial Processes*, 2011, vol. 22, no. 3, pp. 199–213.
- Snizhenie ekologicheskogo vozdeystviya na okruzhayushchuyu sredu, perspektivy i vozmozhnosti dekarbonizatsii proizvodstvennoy deyatelnosti [Reducing the environmental impact on the environment, prospects and opportunities for decarbonization of production activities]. *Transneft*. 2021. Available at: <https://www.transneft.ru/investors/for-esg-investors/> (accessed 17 February 2022).
- Trans Alaska pipeline system: environmental handbook*. Anchorage, Alyeska Pipeline Service Company, 2018. 97 p.
- Mosley L., Zarlign J., Wuttig F., Schulz C. Alyeska's 40-plus years of experience with heat pipes on the Trans-Alaska pipeline system. *Regional Conference on Permafrost and 19th International Conference on Cold Regions Engineering*. Reston, VA, American Society of Civil Engineers, 2021. pp. 327–338.
- Pipeline systems – designing, construction, maintenance and asset management. *Engineering Institute of Technology*. 2012. Available at: <https://www.eit.edu.au/resources/pipeline-systems-designing-construction-maintenance-and-asset-management/> (accessed 16 February 2022).
- Revel-Muroz P.A., Lisin Yu.V., Surikov V.I., Tataurov S.B. *Sposob termostabilizatsii gruntov osnovaniy svaynykh fundamentov opor truboprovoda* [Method for thermal stabilization of

- foundation soils of pile foundations of pipeline supports]. Patent RF, no. 2616029, 2017.
13. GOST R 55990-2014. *Mestorozhdeniya neftyanye i gazonefityanye. Promyslovye truboprovody. Normy proektirovaniya* [State Standard 55990-2014. Oil and gas fields. Field pipelines. Design standards]. Moscow, StandardInform Publ., 2015. 89 p.
 14. SP 36.13330.2012. *Magistralnye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIIP 2.05.06-85 (s Izmeneniyami № 1, 2)* [Code of Practice 36.13330.2012. Main pipelines. Updated edition of building codes and regulations 2.05.06-85 (with Amendments no. 1, 2)]. Moscow, Gosstroy Publ., 2013. 64 p.
 15. Bykov L.I., Mustafin F.M., Rafikov S.K., Nechval A.M., Lavrentev A.E. *Tipovye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov* [Typical calculations for the construction and repair of gas and oil pipelines]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2006. 824 p.
 16. Onishchenko A.O., Dolganov V.A., Tomareva I.A. *Sovremennye tehnologicheskie resheniya stroitelstva nefteprovodov v seismicheski opasnykh rayonakh* [Modern technological solutions for the construction of oil pipelines in seismically hazardous areas]. *Aktualnye problemy i perspektivy razvitiya stroitel'nogo kompleksa* [Actual problems and prospects for the development of the construction complex]. Volgograd, Volgograd State Technical University Publ., 2020. pp. 121–131.
 17. Maltsev S.A. Analysis of structural solutions of compensators of overground oil pipelines in areas of high temperature gradient on the example of oil pipeline of Kharyaga oil field. *Housing and utilities infrastructure*, 2020, no. 1, pp. 31–39. In Rus.
 18. Besheryan Z.A., Kantemirov I.F. Modeling and assessment of the stress-strain state of above-ground pipelines at different types of compensation sections. *E3S Web of Conferences*, 2021, vol. 266, 01022.
 19. Mustafin F.M., Shammazov A.M., Kutsenko K.V. *Dugoobrazny kompensator dlya truboprovoda* [Arc-shaped expansion joint for pipeline]. Patent RF, no. 141422, 2014.
 20. Shammazov A.M., Mustafin F.M., Ahmetov F.Sh., Gaskarov A.I., Nafiev R.Kh., Veselov D.N., Spektor Yu.I., Khasanov R.R. *S-obrazny kompensator dlya truboprovoda* [S-shaped expansion joint for pipeline]. Patent RF, no. 95059, 2010.
 21. Zitouni T.A., Labeled Z. Numerical study on dimensions and orientation effect of semi-elliptical cracks in PE100 pipelines. *International Journal of Applied Mechanics and Engineering*, 2021, vol. 26, no. 3, pp. 198–207.
 22. Ashrafizadeh H., Schultz R., Xu B., Mertiny P. Development of a novel technique using finite element method to simulate creep in thermoplastic fiber reinforced polymer composite pipe structures. *Pressure Vessels and Piping Conference*. Las Vegas, American Society of Mechanical Engineers, 2020. PVP2020-21529, V003T03A009.
 23. Chen G., Wang F., Zhou C. Dynamic response analysis of large arch-roof oil tank subjected to the coupling impact of two-source blast waves based on finite element method. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 333–347.
 24. Mohd M.H., Lee B.J., Cui Y., Paik J.K. Residual strength of corroded subsea pipelines subject to combined internal pressure and bending moment. *Ships and offshore Structures*, 2015, vol. 10, no. 5, pp. 554–564.
 25. RD-75.180.00-KTN-198-09. *Unifitsirovannyye tehnologicheskie raschety obektov magistralnykh nefteprovodov i nefteproduktoprovodov* [Guidance document 75.180.00-KTN-198-09. Unified technological calculations of objects of main oil pipelines and oil product pipelines]. Moscow, Transneft Publ., 2009. 86 p.
 26. Snegirev D.S., Tokarev V.V., Myznikov M.O., Parkina D.S., Ishkhak E.R. *AO «Transneft – Zapadnaya Sibir»: proizvodstvenno-prakticheskoe izdanie* [JSC «Transneft – Western Siberia»: production and practical publication]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2021. 128 p.
 27. Godovoy otchet PAO «Transneft» za 2020 god [Transneft Annual Report for 2020]. *Transneft*. 2021. Available at: <https://www.transneft.ru/investors/219/> (accessed 17 February 2022).
 28. OR-03.100.00-KTN-144-19. *Metodika otsenki ekonomicheskoy i tekhnicheskoy (tehnologicheskoy) effektivnosti programmy tekhnicheskogo perevooruzheniya i rekonstruktsii obektov magistralnykh truboprovodov PAO «Transneft»* [Guidance document 03.100.00-KTN-144-19. Methodology for assessing the economic and technical (technological) efficiency of the program for the technical re-equipment and reconstruction of Transneft trunk pipeline facilities]. Moscow, Transneft Publ., 2019. 161 p.
 29. *Energeticheskaya strategiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2035 goda. Utverzhdena Rasporyazheniem Pravitelstva RF № 1523-r ot 9 iyunya 2020 g.* [Energy strategy of the Russian Federation for the period up to 2035. Approved by Decree of the Government of the Russian Federation No. 1523-r dated June 9, 2020]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (accessed 17 February 2022).

Received: 11 May 2022.

Information about the authors

Natalya V. Chukhareva, Cand. Sc., assistant professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Irina V. Sharf, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Dmitry S. Snigerev, Cand. Sc, head of engineering department, Transneft Western Siberia.

Igor N. Shakhmetov, student, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 553.98.048-047.58

СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КОНТРОЛЬНЫХ ГОРИЗОНТОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ГЕРМЕТИЧНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОХРАНИЛИЩА

Гасумов Рамиз Алиджавад оглы^{1,2},
R.Gasumov@yandex.ru

Гасумов Эльдар Рамизович^{3,4},
gasumov@me.com

Велиев Вилаят Мамед оглы⁴,
R.Gasumov@yandex.ru

Гасумов Вагиф Алиджавад оглы⁴,
gasumov@yahoo.com

Сулейманов Газанфар Салман оглы³,
gasumov@me.com

Ибрагимова Садагат Вели гызы³,
gasumov@me.com

¹ Северо-Кавказский федеральный университет,
Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1.

² АО «СевКавНИПИгаз»,
Россия, 355000, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419.

³ Азербайджанский университет нефти и промышленности,
Азербайджан, AZ1010, г. Баку, пр. Свободы, 20.

⁴ Азербайджанский технический университет,
Азербайджан, 370073, г. Баку, пр. Г. Джавида, 25.

Актуальность. Подземные хранилища газа относятся к типу геогидродинамических систем, требующих постоянного контроля и мониторинга за происходящими процессами в подземном резервуаре и скважине, так как образования в истощённых месторождениях углеводородов искусственной газовой залежи являются основным и наиболее сложным технологическим объектом в газовой инфраструктуре. Мониторинг технологических процессов в объектах хранения газа проводится с помощью геофизических исследований эксплуатационных и наблюдательных скважин. Для обеспечения герметичности и безопасности эксплуатации объекта хранения газа необходимо разработать трёхмерную геологическую модель, позволяющую осуществить систему мониторинга происходящих процессов в верхних контрольных горизонтах и приповерхностных отложениях в пределах горного отвода, оценить текущие техногенные запасы газа и их распределение по разрезу.

Цель: создание трехмерной геологической модели верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений для мониторинга герметичности и безопасности эксплуатации подземного хранилища природного газа.

Объекты: система мониторинга герметичности подземного хранилища газа: верхние контрольные горизонты и приповерхностные отложения подземного хранилища газа в границах горного отвода.

Методы. Для построения трехмерной геологической модели верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений были использованы: данные геологического изучения района и стратиграфии отложений; контур стратиграфической поверхности кровли толщи отложений; оцифрованная информация с карт подсчета запасов; координаты скважин и пласто-пересечений. Для создания цифровой фильтрационной модели использованы геолого-физические, промысловые и аналитические данные. Стратиграфическая привязка целевых отражающих горизонтов производилась на основании данных по скважинам. Использованы модели программного обеспечения «iNavigator», для геологического моделирования – «Дизайнер геологии» и для газодинамического моделирования – «Дизайнер моделей». На этом основании в структуре базы данных для моделирования выделены объекты (точки) по результатам промысловой, геологической, геофизической информации. Данные по расположению скважин загружались в формате «Welltracks». Для построения структурных поверхностей горизонтов в программу загружены файлы в формате txt, в пределах программного продукта, именованные «Маркеры».

Результаты. Разработана структура, и создана информационная промыслово-геологическая база данных верхней части разреза подземного хранилища, учитывающая имеющуюся геолого-промысловую и исследовательскую информацию и данные, полученные при бурении эксплуатационных скважин на хадумские отложения и наблюдательных скважин на хадумский горизонт и зеленую свиту; разработана постоянно действующая геолого-технологическая модель верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений подземного хранилища (геологическая и гидродинамическая модели); на основании проведенных геологических построений проведена оценка техногенного объема газа в верхних контрольных горизонтах; разработана система мониторинга герметичности подземного хранилища имеющимися и проектными скважинами на верхние контрольные горизонты и приповерхностные отложения.

Ключевые слова:

Горный отвод, газ, скважина, подземное хранилище газа, бурение, контрольные горизонты, отложения, мониторинг, герметичность, трехмерная геологическая модель.

Введение

Северо-Ставропольское подземное хранилище газа (ССПХГ) является самым крупным в Европе, с актив-

ными объёмами около 90 млрд куб. м природного газа, созданное в истощенных газовых залежах, приуроченных к хадумскому горизонту и зеленой свите Северо-Ставропольско-Пелагиадинского месторождения, вклю-

чае два самостоятельных эксплуатационных объекта хранения с площадью горного отвода в хадумском горизонте и зеленой свите 689,32 км². Подземное хранилище в хадумском горизонте занимает большую площадь, расположено гипсометрически выше и в плане перекрывает хранилище в зеленой свите [1–3]. Территория горного отвода ограничена многоугольником, вмещающим структуру двух хранилищ с учетом их пространственных контуров.

Несмотря на то, что в пределах значительного по площади горного отвода ПХГ в наблюдательном фонде находится большое количество скважин, контролирующих герметичность объекта хранения, возникает необходимость бурения новых скважин. Это связано тем, что имеются отдельные неконтролируемые зоны, неохваченные наблюдательными скважинами на верхние контрольные горизонты и приповерхностные отложения. Контроль и мониторинг за возможным газопроявлением в вышележащих контрольных горизонтах осуществляют комплексом наземных методов и измерениями по контрольным скважинам насыщенности пласта коллектора на основе постоянно действующей геолого-технологической модели подземной хранилища. В связи с чем создание трехмерной геологической модели верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений позволит более качественно проводить мониторинг герметичности и безопасности эксплуатации ПХГ [4–6].

Изучение литолого-стратиграфического разреза производилось по данным бурения структурно-картировочных и глубоких разведочных скважин. Корреляция разрезов по Северо-Ставропольско-Пелагиадинской площади строилась по данным кернового материала, каротажных диаграмм и микропалеолитологических исследований [7].

Хадумский горизонт в нижней части представлен глинами темно-серыми плотными слоистыми, в верхней, где глинистость уменьшается, а песчаность увеличивается, – песками, алевролитами, алевролитами. В кровле горизонта залегают глины плотные, слабо-известковые, общей толщиной 107–119 м.

Основным контрольным горизонтом на подземном хранилище является выдержанный по площади чокракский горизонт, где пробурено 19 контрольных скважин, которые размещены на вышележащие над чокракскими отложениями горизонты. Для подземного хранилища в отложениях зеленой свиты первым контрольным горизонтом является бурая свита.

Контроль за составом пластовых вод, их газонасыщенностью и составом растворенных газов в пластовых водах осуществляется наблюдательными скважинами, контролирующими герметичность объекта, где выделяются слабогазонасыщенные, газонасыщенные и водонасыщенные пласты. Дистанционные геофизические исследования на северном, северо-восточном и южных участках подземного хранилища проводились методами: зондирование становлением поля в ближайшей зоне (ЗСБ) – разрез до глубины 700 м (хадумские и верхние горизонты); вертикальное электрическое зондирование методом вызванной поляризации (ВЭЗ-ВП) – верхние горизонты.

Результаты лабораторных исследований керна продуктивных пластов позволили установить, что эффективная пористость коллектора чокракских отложений (толщина горизонта с максимальной газонасыщенностью составляет 3,2 м) в среднем составляет 17,4 %. Результаты исследований керна продуктивных пластов чокракских отложений площади представлены в табл. 1. Как видно из таблицы, эффективная пористость коллектора чокракских отложений в среднем составляет 17,4 %, а проницаемость коллектора по напластованию изменяется в пределах 170–2950×10⁻¹⁵ м².

Таблица 1. Параметры продуктивных пластов чокракских отложений

Table 1. Parameters of the productive formations of the Chokrak deposits

№ скважин Well no.	Глубина кровли пласта (абсол. отг.), м Seam top depth (absolute level), m	Флюидо насыщенность Fluid saturation	Результаты исследований Research results		
			Пористость Porosity, %		Проницаемость, ×10 ⁻¹⁵ м ² Permeability, ×10 ⁻¹⁵ м ²
			Эффективная Effective	Открытая Open	
16	96	газ (gas)	17,4	24,5...34,9	2950
21	107	газ (gas)			170
2	99	вода (water)			–
3	98	вода (water)			–
13	92	вода (water)			–
14	85	вода (water)			–

Структура базы данных для трехмерного моделирования верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений

Для создания геологической и газодинамической модели верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений были выделены объекты (точки) с использованием промысловой, геологической, геофизической информации [8, 9]:

- Объекты: контрольные горизонты (геологические построения): бурая свита, чокракские отложения, конк-караганские отложения, сарматские отложения, при этом майкопские отложения рассматриваются как граница модели верхних контрольных горизонтов над хадумским горизонтом, отложения бурой свиты – как промежуточный контрольный горизонт над зеленой свитой; объекты хранения в хадумском горизонте и зеленой свите (технологическая информация по эксплуатационным скважинам, информация о техническом состоянии скважин различной категории, вскрывающих пласт-коллектор подземных хранилищ и расположенных в пределах горного отвода).
- Скважины: контрольные скважины на верхние горизонты и приповерхностные отложения (имеющиеся и проектные); эксплуатационные действующие скважины хадумского горизонта и зеленой свиты; скважины разного назначения, имеющиеся и проектные, расположенные в пределах горного

отвода подземного хранилища, по которым проводятся или будут проводиться работы, пополняющие промыслово-геологическую информацию по верхним горизонтам.

- в) Исходные данные: конструкция скважин разных категорий; результаты площадных исследований; результаты исследований скважин; результаты исследований керна; геолого-промысловые данные.

Для программного обеспечения «Navigator» с общей внутренней системой хранения данных блоков – геологическое и газодинамическое моделирование – была разработана структура информационной промыслово-геологической базы данных (БД) верхней части разреза подземного хранилища (рис. 1).



Рис. 1. Структура базы данных для моделирования верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений
 Fig. 1. Database structure for modeling upper control horizons and near-surface deposits

Определение значений относительной газонасыщенности и газонасыщенности верхних горизонтов (Кг) в зависимости от глубины залегания позволило построить зависимости между ними с привязкой к глубине залегания подошвы чокракского горизонта (выделением скважин с водонасыщенным интервалом), установить граничные значения «коллектор-неколлектор» и построить по характеру насыщения палетку для разделения коллекторов горизонта [10, 11].

По результатам обработки результатов гидродинамических исследований восьми скважин чокракского горизонта на стационарных режимах фильтрации и по значению коэффициента фильтрационного сопротивления были рассчитаны значения фазовой проницаемости по газу, установлено изменение газонасыщенности пластовых вод по разрезу верхних контрольных горизонтов, содержание углеводородного газа, азота, углекислого газа, ионов хлора в воде, отобранной из скважин на верхних горизонтах.

Трехмерная геологическая модель верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений подземного хранилища

Трехмерная геологическая модель верхних горизонтов в пределах горного отвода подземного хранилища разрабатывалась с применением программного комплекса «Navigator», являющегося единым программным комплексом, содержащим модули для построения геологических моделей, расчета гидродина-

мики и геомеханики, моделирование PVT (свойств флюида), построение моделей скважины и сети сбора. Данный программный комплекс позволяет выполнить все этапы построения модели, в том числе: структурное, фациальное и петрофизическое моделирование, создание трехмерной сетки, подсчет объемов и запасов [3, 12]. Для построения геологической модели верхних горизонтов была создана информационная БД, представленная в виде электронных таблиц, куда вносились результаты геофизических исследований, результаты ГИС-бурения и определения относительной газонасыщенности по методам нейтронного гамма-каротажа (НГК). Полученные данные ГИС-бурения позволили уточнить стратиграфические привязки в зоне расположения вновь пробуренных наблюдательных скважин на хадумский горизонт и зеленую свиту.

В модель внесены файлы нескольких форматов, содержащие: геофизические кривые, альтитуды, координаты устьев и забоев скважин. При построении в модель загружены файлы, которые содержат информацию о формате, разделителях, номер и альтитуду скважины, шаг кривой, условный ноль, под меткой «CURVE» указаны обозначения параметров, а далее расположены геофизические кривые с шагом 0,1 м в виде численных значений параметров на соответствующей глубине. В модель загружены 309 скважин с вертикальной конструкцией, в связи с чем координаты устья совпадают с координатами забоя скважин

и не меняются на протяжении всей глубины моделируемого интервала. Содержание файла представляет собой набор данных, упорядоченных в столбцы, включающих название скважины, наименование маркера и глубину его расположения на стволе скважины.

Объектами моделирования являются отложения верхних горизонтов и приповерхностные отложения в пределах горного отвода: холоднородниковский горизонт, форштадский горизонт, ясеновская свита, криптомактровый горизонт (флюидоупор), мамайский горизонт, нижний сармат, конкский, караганский и чокракский горизонты.

В структурном плане (терригенные коллекторы) горизонты залегают согласованно, имеют небольшую мощность. В пределах моделируемой зоны присутствуют обширные зоны обнажения размытых вышележащих пластов, от холоднородниковского до криптомактрового горизонта. Поверхность горизонтов построена интерполяцией точек маркеров методом наименьших квадратов. Из-за неравномерной (различной) плотности расположения скважин на территории горного отвода при построении использованы разные величины коэффициентов при корреляции межскважинного пространства [5, 13].

Основой трехмерного моделирования является 3D сетка и структурные поверхности моделируемых горизонтов, позволяющие объединить значения параметров в геометрический ограниченный объем, в пределах которого в дальнейшем будут происходить расчеты искомых параметров [14]. Созданная сетка разделена на восемь зон, соответствующих указанным горизонтам, где оптимальный размер ячеек, используемый при построении, по горизонтали 100×100 м, а связи с высокой плотностью расположения скважин –

в сводовой части пластов. Учитывая, что в геологической среде анизотропия по вертикали значительно выше и пласты моделируемого объекта маломощные, высота ячейки значительно меньше, чем длина и ширина, и в среднем составляет 2,3 м. Параметры 3D сетки представлены в табл. 2.

Определение геологических параметров моделируемого объекта проводилось на основе присвоенных свойств 3D сетке. Свойства сетки заданы интерполяцией результатов интерпретации данных геофизических исследований [15–17]. Высокие ранги интерполяции свойств 3D сеток связаны с недостаточным количеством данных и большим расстоянием между скважинами (точками интерполяции). Литология сетки построена на основании данных результатов интерпретации геофизических исследований по определению коллекторских свойств пропластков по данным ГИС-бурения с учетом корректировки диапазона параметра газонасыщенности. Осредненные скважины, привязанные к сетке, приняты за основу при моделировании пористости отложений верхних горизонтов, которые содержат осредненные данные геофизических кривых пористости, загруженных в модель [4, 18, 19].

Для определения количественных параметров корреляции межскважинного пространства был произведен вариограммный анализ для открытой пористости чокракского горизонта.

Для построения куба флюидонасыщения был произведен вариограммный анализ газонасыщенности пласта чокракского горизонта. Полученное распределение газонасыщенности и открытой пористости чокракского горизонта представлено в виде профильных разрезов (рис. 2, 3).

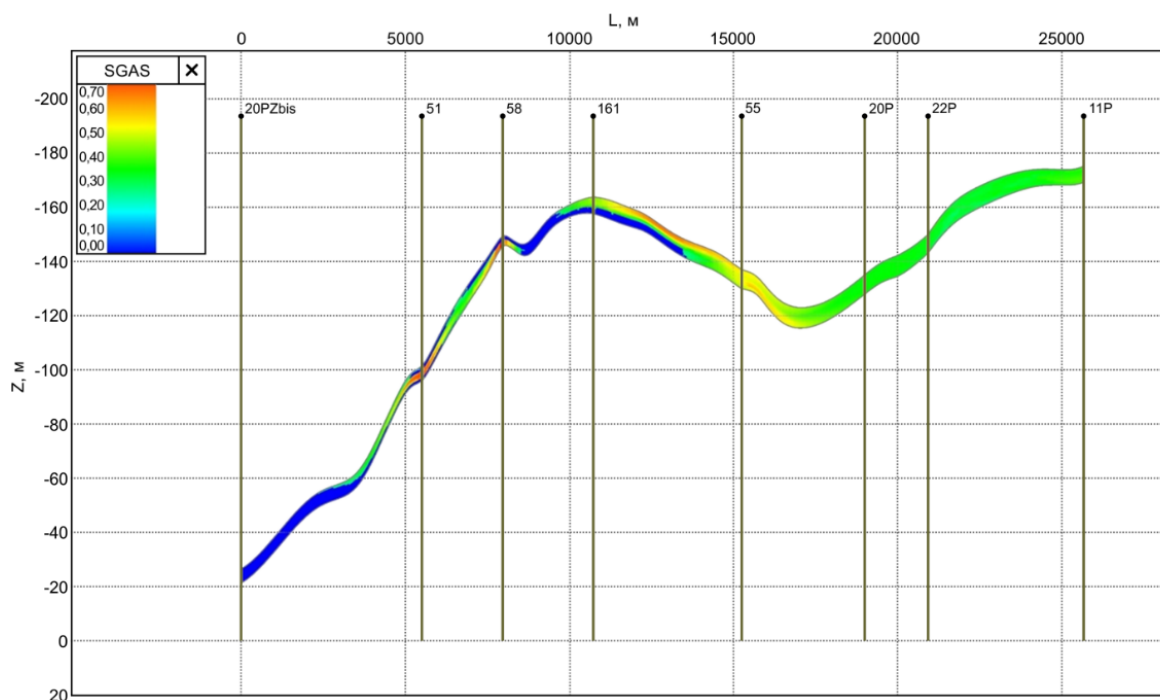


Рис. 2. Распределение газонасыщенности в чокракском горизонте по профильному разрезу I-I

Fig. 2. Distribution of gas saturation in the Chokrak horizon along the profile section I-I

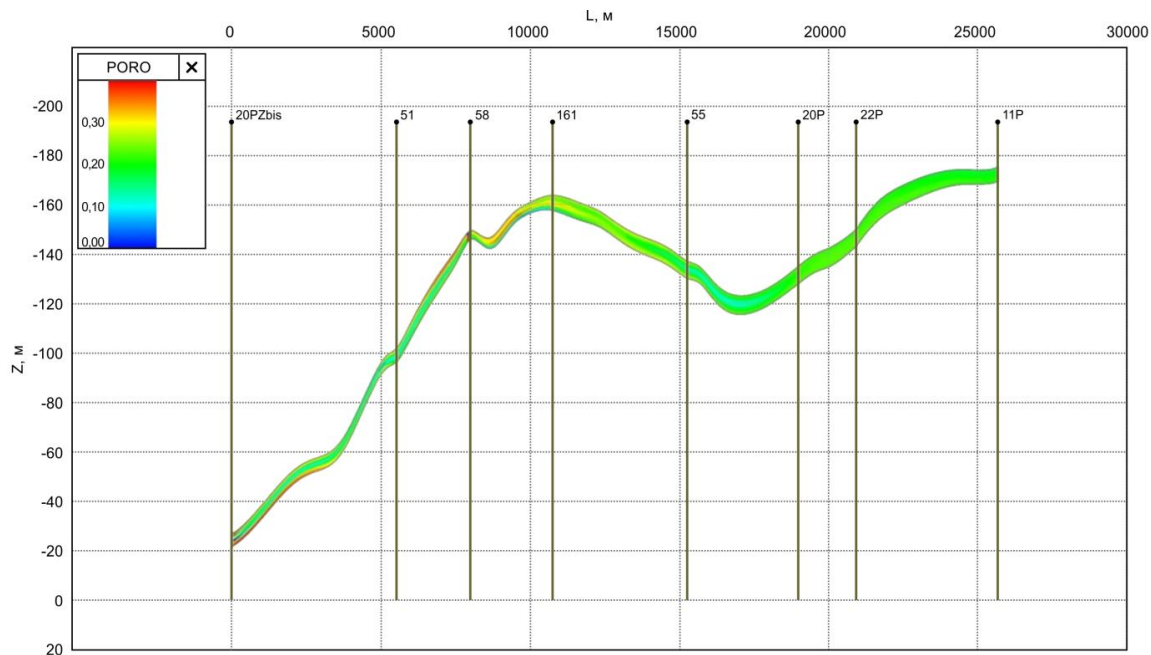


Рис. 3. Распределение открытой пористости в чокракском горизонте по профильному разрезу I-I

Fig. 3. Distribution of open porosity in the Chokrak horizon along the profile section I-I

С целью определения зоны газонасыщенности чокракского горизонта проведено сопоставление результатов ГИС-бурения в скважинах, расположенных в пределах границ горного отвода, с результатами исследований скважин, пробуренных в своде подземного хранилища. Это позволило провести переинтерпретацию геофизических данных и охарактеризовать вскрытые интервалы верхних горизонтов как водонасыщенные [1, 20].

Таблица 2. Основные параметры используемой трехмерной сетки

Table 2. Main parameters of the used 3D mesh

Общее количество активных ячеек Total number of active cells	8789425
Количество столбцов по оси X Number of columns along the x-axis	410
Количество столбцов по оси Y Number of columns along the y-axis	280
Количество слоев/Number of layers	90
Зоны/Zones	Блоки/Blocks
Холоднородниковский горизонт Kholodnorodnikovsky Horizon	685950
Форштадская свита/Forstad Formation	786393
Ясеновская свита/Yasenovskaya suite	793790
Криптомактровый горизонт/Cryptomacro horizon	942488
Мамайский горизонт/Mamai skyline	988804
Нижний сармат /Lower Sarmatian	1148000
Конкский горизонт/Konk skyline	
Караганский горизонт/Karagan horizon	
Чокракский горизонт/Chokrak horizon	

Контур газовойодяного контакта (ГВК) по чокракскому горизонту был определен по результатам интерпретации материалов по ГИС-бурению, также принималась во внимание структура горизонтов. Анализ гидрохимического контроля имеющихся скважин позволил уточнить их приближенность к контуру ГВК.

Оценка текущего объема техногенного газа проводилась по чокракскому горизонту, газонасыщенный поровый объем определялся по каждому горизонту отдельно – чокракскому, караганскому и конскому. Карты газонасыщенности, эффективных газонасыщенных толщин, структурные карты и карты распределения пластового давления строились по результатам замеров [21–23].

Средневзвешенное пластовое давление чокракской техногенной залежи составило 0,4 МПа, в конк-караганском горизонте – 0,2 МПа. По результатам трехмерной геологической модели выделяются отдельные газонасыщенные участки. Построен контур, охватывающий зоны газонасыщенности данных горизонтов в диапазоне 27–65 % и для конского горизонта в диапазоне 29–70 % от площади геологической модели, горного отвода.

В пределах горного отвода подземного хранилища расположена природная газовая залежь в чокракских отложениях – Северо-Ставропольское газовое месторождение. Начальные запасы газовой залежи чокракских отложений составляли 116 млн м³. На собственные нужды из месторождения было отобрано 4 млн м³ газа, остаточные запасы составили 112 млн м³ и переведены в категорию забалансовых. В настоящее время залежь не эксплуатируется [4–6].

Трехмерная газодинамическая модель верхних контрольных горизонтов

В рамках мониторинга технологических процессов в объектах хранения газа проводятся ГИС в эксплуатационных и наблюдательных скважинах. Результаты исследований последних лет показали, что по данным термометрии перетоки газа из подземных хранилищ в вышележащие верхние контрольные горизонты не выявлены, переток газа в чокракский горизонт равен

объему техногенного газа, определенного в трехмерной геологической модели [24, 25].

Предположительно источниками газонасыщенных техногенных участков могли являться отдельные скважины хадумского горизонта и зеленой свиты в период разработки месторождений и создания подземных хранилищ газа. На рис. 4 показано распределение газонасыщенности чокракских отложений в пределах контура техногенной залежи.

По данным изменения динамики пластового давления в чокракском и хадумском горизонтах весь период переточных процессов можно разбить на три этапа:

- 1) разработка месторождения (1957–1984 гг.), на котором наблюдалось снижение пластового давления в хадумском горизонте и рост пластового давления (техногенного газа) в чокракском горизонте;
- 2) формирование объекта хранения в хадумском горизонте (до 1997 г.) с ростом пластового давления в чокракском горизонте от 0,13 до 1,15 МПа;
- 3) распределение техногенного газа в чокракских отложениях (с 1997 г.) после проведения ремонтных работ в скважине с наличием перетока газа и её ликвидация.

Газогидродинамический процесс перетока газа из хадумских отложений в чокракские в целом сопоставим с формированием объекта хранения в водонос-

ном пласте [27, 28]. В рассматриваемом случае параметр «суточный переток газа» соответствует параметру «суточная приемистость скважины».

Максимальный перепад пластового давления между хадумским и чокракским горизонтами отмечен на начало периода разработки Северо-Ставропольско-Пелагиадинского месторождения – 6,24 МПа. Можно предположить, что при незначительной толщине пласта чокракского горизонта на начальном этапе наблюдалась струйная миграция свободного газа от источника по напластованию. В этом случае распределение газа по коллектору чокракского горизонта определялось пористостью и проницаемостью коллектора, а также углом подъема породы [3, 26, 27].

Моделирование по аналогии «закачка газа в пласт» при разных принимаемых параметрах не дала положительных результатов, газ сосредотачивался исключительно в зоне источника перетоков и в незначительном объеме в зоне естественной газовой залежи Северо-Ставропольско-Пелагиадинского месторождения (чокрак), что обусловлено малой мощностью пласта и значительной площадью насыщения техногенным газом, в связи с чем параметры моделирования подбирались под модель «струйная миграция газа». Распределение газонасыщенности чокракских отложений в пределах контура техногенной залежи (режим работы по приемистости) показано на рис. 4.

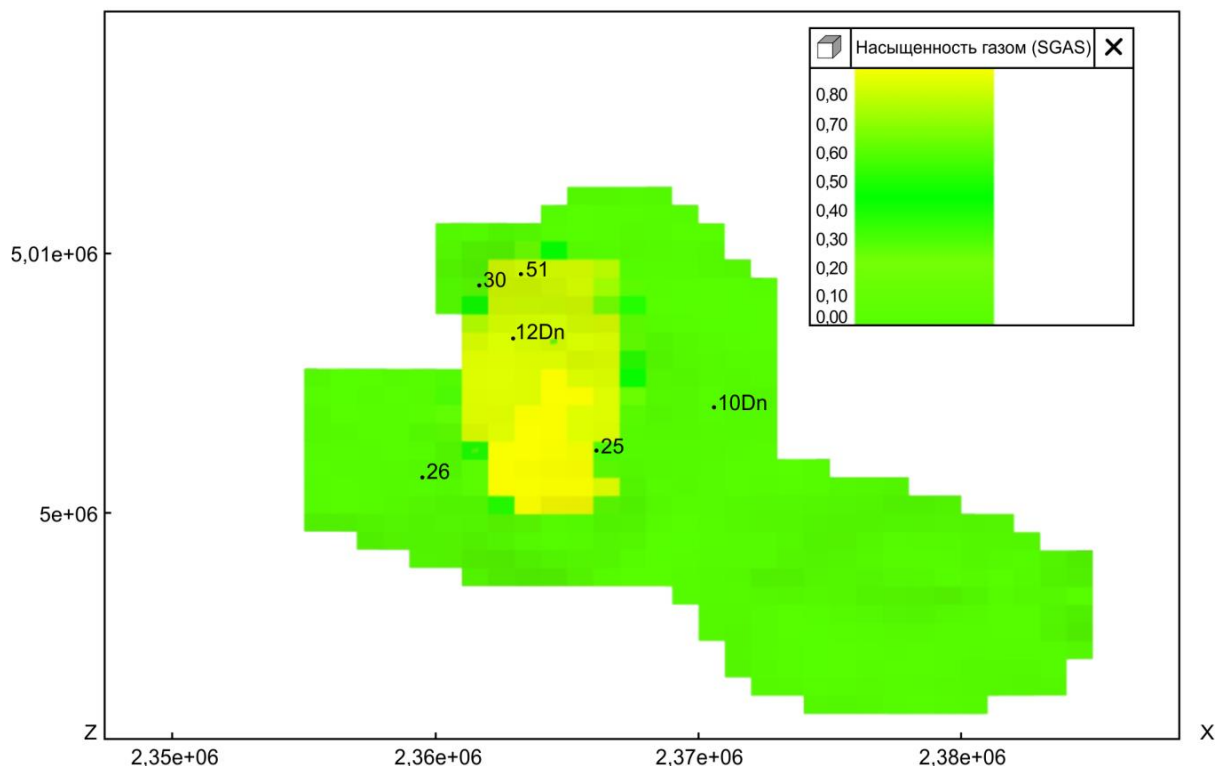


Рис. 4. Распределение газонасыщенности чокракских отложений в пределах контура техногенной залежи (режим работы по приемистости)

Fig. 4. Distribution of gas saturation of Chokrak deposits within the boundaries of the technogenic deposit contour (injectivity mode)

Общим контрольным горизонтом для объектов хранения газа в хадумском горизонте и зеленой свите является чокракский горизонт, распространенный

практически по всей площади горного отвода. По результатам трехмерной геологической модели техногенный газ сосредоточен в основном в пределах

чокракских и конк-караганских отложений, в районе Северо-Ставропольского свода и Пелагиадинского участка [3, 5, 28].

Система мониторинга герметичности на подземном хранилище включает следующие мероприятия по контролю, исследованию и уточнению фильтрационно-емкостных свойств пласта: оценка активности динамических процессов в контрольных горизонтах; проведение ежегодного контроля газонасыщенности верхних горизонтов; исследование kernового материала в проектных контрольных скважинах на чокракский горизонт; гидрохимический и геохимический контроль; ежегодная газовая съемка приповерхностных отложений; газодинамические исследования скважин, расположенных в зоне газонасыщения чокракских отложений [10, 29]. С целью уточнения фильтрационной характеристики чокракских отложений рекомендуется провести единовременные газодинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации: в контрольных скважинах и вновь пробуренных проектных скважинах, расположенных в зоне газонасыщения чокракских отложений.

С целью получения сравнительной характеристики коллекторских свойств по разрезу интервалы отбора керн в проектных скважинах включают глинистые отложения ниже подошвы чокракских отложений, качественные образцы которых можно получить в зоне устойчивого газонасыщения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антипин Я.О., Белкина В.А. Моделирование нефтенасыщенности залежей с учётом переходной водонефтяной зоны на примере месторождения А // Территория нефтегаз. – 2016. – № 5. – С. 22–29.
2. Билибин С.И. Технология создания и сопровождения трехмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2010. – 45 с.
3. Свинцов М.В. Повышение производительности и эксплуатационной надежности скважин подземных хранилищ газа (на примере хадумского горизонта Северо-Ставропольского ПХГ: дис. ... канд. техн. наук. – Ставрополь, 2022. – 127 с.
4. ГОСТ Р 53839-2008. Хранилища природных газов подземные. Правила мониторинга при создании и эксплуатации. – М.: Стандартинформ, 2009. – 18 с.
5. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов / А.С. Кашик, С.И. Билибин, Г.Н. Гогоненков, С.А. Кирилов // Технологии ТЭК. – 2003. – № 3. – С. 12–17.
6. Кузнецова Я.В. Моделирование нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири): дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2016. – 163 с.
7. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Литолого-палеогеографические условия формирования нефтяных месторождений со сложными глинистыми коллекторами (на примере хадум-баталпашинских отложений // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 25–30.
8. Jennings J.B. Capillary pressure techniques application to exploration and development geology // The American Association of Petroleum Geologist Bulletin. – 1987. – V. 71. – P. 1196–1209.
9. Грищенко М.А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 75–80.
10. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С. Особенности создания подземных резервуаров в истощенных газоконденсатных месторождениях // Записки горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 418–427.
11. Большакова Е.Ю. Моделирование нефтяных и газовых залежей на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления с целью повышения эффективности их разведки и разработки (на примере месторождений Западной Сибири): дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2006. – 200 с.
12. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Математические модели расчета фильтрационных процессов на газоконденсатных месторождениях // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань, 2–4 сентября 2020. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2020. – С. 174–178.
13. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
14. Забоева А.А. Разработка методик трехмерного геомоделирования в условиях неоднородности и неравномерности геолого-геофизической информации (на примере месторождений Западной Сибири): дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2012. – 167 с.
15. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Особенности цифрового фильтрационного моделирования продуктивных залежей // Наука. Инновации. Технологии. – 2021. – № 2. – С. 7–28.
16. Application of 3D reservoir geological model on Es1 formation, Block Nv32, Shenshi Oilfield, China / A. Rassas, S. Ren, R. Sun, A. Zafar, S. Moharam, Z. Guan, A. Ahmed, M. Alomaisi // Open Journal of Yangtze Oil and Gas. – 2020. – V. 5. – № 2. – P. 54–72.
17. Xiang Li. Three-dimensional geological modeling methods and applications – a Gold Belt Oilfield // 3rd International Conference on Management, Education, Information and Control (MEIC). – Jinan, China, 2015. – P. 3–10.
18. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 400 с.

Заключение

Комплексный подход к изучению верхних контрольных горизонтов и приповерхностных отложений в пределах горного отвода (хадумский горизонт и зеленая свита) – анализ литолого-стратиграфического разреза по данным бурения структурно-картировочных и глубоких разведочных скважин, корреляции разрезов по материалам каротажных диаграмм и микропалеолитологических исследований, kernового материала, а также оценка техногенного объема газа в верхних контрольных горизонтах подземного хранилища – позволили разработать структуру и создать информационно-промыслово-геологическую базу данных верхней части разреза подземного хранилища (учитывающую геолого-промысловую и исследовательскую информацию), создать постоянно действующую геолого-технологическую (геологическую и гидродинамическую) модель и разработать систему мониторинга герметичности подземного хранилища имеющихся и проектных скважин.

Изучение геологического строения надпродуктивной части разреза и оценка техногенного объема газа позволили установить, что в пределах горного отвода имеются отдельные неконтролируемые зоны, неохваченные наблюдательными скважинами на верхние контрольные горизонты, определить количество и местоположение дополнительных проектных скважин, позволяющих осуществить систему мониторинга герметичности подземного хранилища.

19. Gao Xingjun. Applied research of NMR movable fluid saturation in development of low permeability oilfield // E3S Web of Conferences Innovative Technologies in Science and Education. – 2020. – V. 210. – P. 1–7.
20. Kuiqian Ma. Techniques for improving the water-flooding of oil fields during the high water-cut stage // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies Nouvelles. – 2019. – V. 74. – P. 1–12.
21. An improved method for quantifying liquid saturation using transparent soil / Juan Wang, Wei Liu, Wenwu Chen, Xuebin Ran, Yanfang Zhang, Gaochao Lin // Advances in civil engineering. – 2019. – V. 1. – P. 1–11.
22. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands // Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. – 1942. – V. 146. – P. 107–116.
23. Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids // Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. – 1941. – V. 142. – P. 148–152.
24. Li Kewen. Theoretical development of the brooks-corey capillary pressure model from fractal modeling of porous media // Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, Oklahoma, 17–21 April, 2004. – P. 3–9.
25. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Application of the Brooks–Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – V. 560. – P. 4–12.
26. Elshahawi H., Fathy K., Hiekal S. Capillary pressure and rock wettability effects on wireline formation tester measurements // IEOC 567121999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, 1999. – P. 1–16.
27. Гасумов Р.А. Обоснование нефтегазонасыщенной толщины и проницаемости нижнемайкопских глинистых коллекторов (на примере месторождений Северного Кавказа) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – № 3. – Т. 13. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2018.
28. Tikhomirova E.A., Sagirova L.R., Khaibullina K.Sh. A review on methods of oil saturation modelling using IRAP RMS // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – V. 378. – P. 1–6.
29. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С. Использование геологических особенностей оксфордских отложений при построении цифровой модели продуктивных залежей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/41_2021.html (дата обращения 15.03.2022).

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Гасумов Р.А., доктор технических наук, профессор кафедры гидрогеомеханического моделирования института «Наука о Земле» Северо-Кавказского федерального университета; генеральный директор АО «СевКавНИПИгаз».

Гасумов Э.Р., кандидат экономических наук, доцент кафедры менеджмента Азербайджанского университета нефти и промышленности; докторант Азербайджанского технического университета.

Велиев В., доктор экономических наук, профессор кафедры информационных технологий и программирования Азербайджанского технического университета.

Гасумов В.А., доктор технических наук, профессор кафедры компьютерных систем и сети Азербайджанского технического университета.

Сулейманов Г.С., доктор экономических наук, профессор кафедры менеджмента Азербайджанского университета нефти и промышленности.

Ибрагимова С.В., кандидат экономических наук, доцент кафедры менеджмента Азербайджанского университета нефти и промышленности.

UDC 553.98.048-047.58

CREATION OF A THREE-DIMENSIONAL HYDRODYNAMIC MODEL OF CONTROL HORIZONS TO STUDY THE SYSTEM FOR MONITORING THE TIGHTNESS OF AN UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITY

Ramiz A. Gasumov^{1,2},
R.Gasumov@yandex.ru

Eldar R. Gasumov^{3,4},
gasumov@me.com

Vilayat M. Veliev⁴,
R.Gasumov@yandex.ru

Vagif A. Gasumov⁴,
gasumov@yahoo.com

Gazanfar S. Suleimanov³,
gasumov@me.com

Sadagat V. Ibrahimova³,
gasumov@me.com

¹ North Caucasian Federal University,
1, Pushkin avenue, Stavropol, 355017, Russia.

² JSC «SevKavNIPGaz»,
419, Lenin avenue, Stavropol, 355000, Russia.

³ Azerbaijan University of Oil and Industry,
20, Azadlig avenue, Baku, AZ1010, Azerbaijan.

⁴ Azerbaijan Technical University,
25, G. Javid avenue, Baku Azerbaijan, 370073, Azerbaijan.

Relevance. *Underground gas storage is a type of geohydrodynamic systems that require constant control and monitoring of ongoing processes in an underground reservoir and well, since the formation of an artificial gas deposit in depleted hydrocarbon fields is the main and most complex technological object in the gas infrastructure. Monitoring of technological processes in gas storages is carried out by GIS in production and observation wells. To ensure the tightness and safety of operation of a gas storage facility, it is necessary to develop a three-dimensional geological model that makes it possible to implement monitoring systems for ongoing processes in the upper control horizons and near-surface deposits within the mining allotment, to assess the current technogenic gas reserves and their distribution along the section.*

Purpose: *development of a three-dimensional geological model of the upper control horizons and near-surface deposits for monitoring the tightness and safety of operation of an underground natural gas storage.*

Objects: *system for monitoring the tightness of an underground gas storage: the upper control horizons and near-surface deposits of an underground gas storage within the boundaries of a mining allotment.*

Methods. *To build a three-dimensional geological model of the upper control horizons and near-surface deposits, the following were used: data from the geological study of the area and sediment stratigraphy; the contour of the stratigraphic surface of the top of the sedimentary sequence; digitized information from reserves calculation maps; coordinates of wells and reservoir intersections. Geological-physical, field and analytical data were used to create a digital filtration model. Stratigraphic referencing of target reflectors was made on the basis of well data. Models of the software «Navigator» were used, for geological modeling – «Designer of Geology» and for gas-dynamic modeling – «Designer of Models». On this basis, objects (points) were selected for modeling in the database structure based on the results of field, geological, geophysical information. The well location data was loaded in the Welltracks model format. To construct the structural surfaces of the horizons, files in the txt format are loaded into the programs, which are referred to as «Markers» within the software product.*

Results. *A structure was developed and an information field and geological database was created for the upper part of the section of the underground storage, taking into account the available geological, field and research information and data obtained during the drilling of production wells on the Khadum deposits and observation wells on the Khadum horizon and the green suite; a permanent geological and technological model of the upper control horizons and near-surface deposits of the underground storage facility (geological and gas-dynamic models) was developed; on the basis of the conducted geological constructions, an assessment of the technogenic volume of gas in the upper control horizons was carried out; a system was developed for monitoring the underground storage tightness by existing and planned wells to the upper control horizons and near-surface deposits.*

Key words:

Mining allotment, gas, well, underground gas storage, drilling, control horizons, deposits, monitoring, tightness, three-dimensional geological model.

REFERENCES

- Antipin Ya.O., Belkina V.A. Modeling of oil saturation of deposits taking into account the transition water-oil zone on the example of A field. *Territoriya neftegaz*, 2016, no. 5, pp. 22–29. In Rus.
- Bilibin S.I. *Tekhnologiya sozdaniya i soprovozhdeniya trekhmernykh tsifrovyykh geologicheskikh modeley neftegazovykh mestorozhdeniy*. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk [Technology for creating and maintaining three-dimensional digital geological models of oil and gas fields. Dr. Diss. Abstract]. Moscow, 2010. 45 p.
- Svintsov M.V. *Povysheni proizvoditelnosti i ekspluatatsionnoy nadezhnosti skvazhin podzemnykh khranilishch gaza (na primere khadumskogo gorizonta Severo-Stavropolskogo PKHG*. Diss. Cand. nauk [Improving the productivity and operational reliability of wells in underground gas storages (by example of the Khadum horizon of the Severo-Stavropol UGS. Cand. Diss.]. Stavropol, 2022. 127 p.
- GOST R 53839-2008. *Khranilishcha prirodnykh gazov podzemnyye. Pravila monitoringa pri sozdanii i ekspluatatsii* [State Standart 53839-2008. Underground natural gas storages. Monitor-

- ing rules during creation and operation]. Moscow, Standartinform Publ., 2009. 18 p.
5. Kashik A.S., Bilibin S.I., Gogonenkov G.N., Kirilov S.A. Novye tekhnologii pri postroenii tsifrovyykh geologicheskikh modeley mestorozhdeniy uglevodorodov [New technologies in the construction of digital geological models of hydrocarbon deposits]. *Tekhnologii TEK*, 2003, no. 3, pp. 12–17.
 6. Kuznetszova Ya.V. *Modelirovaniye neftenasyshchennosti plastov, zalegayushchikh pod neftematerinskimi porodami (na primere verkhneyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri)*. Dis. Kand. nauk [Modeling of oil saturation of the layers lying under the oil source rocks (on the example of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia)]. Cand. Diss.]. Tyumen, 2016. 163 p.
 7. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Lithological and paleogeographic conditions for the formation of oil fields with complex clay reservoirs (on the example of the Khadum-Batalpashinsky deposits). *Oil industry*, 2020, no. 5, pp. 25–30. In Rus.
 8. Jennings J.B. Capillary pressure techniques application to exploration and development geology. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 1987, vol. 71, pp. 1196–1209.
 9. Grishhenko M.A. Modern approaches to modeling the oil saturation of complex deposits in order to create hydrodynamic models. *Oil and gas geology*, 2008, no. 5, pp. 75–80. In Rus.
 10. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Minchenko Yu.S. Features of creating underground reservoirs in depleted gas condensate fields. *Notes of the Mining Institute*, 2020, vol. 244, pp. 418–427. In Rus.
 11. Bolshakov Yu.Ya. *Netraditsionnye kapillyarno-ekranirovannyye zalezhi nefti i gaza v terrigennykh kollektorakh, usloviya ikh formirovaniya i vozmozhnosti poiskov*. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk [Non-traditional capillary-shielded deposits of oil and gas in sandstone reservoirs, the conditions of their formation and the possibility of seeking. Dr. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 1987. 32 p.
 12. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Matematicheskie modeli rascheta filtratsionnykh protsessov na gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh [Mathematical models for calculating filtration processes in gas condensate fields]. *O novoy paradigme razvitiya neftegazovoy geologii. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [On a new paradigm for the development of oil and gas geology. Proc. of the International Scientific and Practical Conference]. Kazan, September 2–4, 2020. Kazan, Ikhlas Publ. House, 2020. pp. 174–178.
 13. Zakrevskiy K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovaniye* [Geological 3D modeling]. Moscow, OOO «IPCz Maska» Publ., 2009. 376 p.
 14. Zaboeva A.A. *Razrabotka metodik trekhmernogo geomodelirovaniya v usloviyakh neodnorodnosti i neravnomernosti geologo-geofizicheskoy informatsii (na primere mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri)*. Dis. Kand. nauk [Development of methods for three-dimensional geomodeling in conditions of heterogeneity and non-uniformity of geological and geophysical information (by example of deposits in Western Siberia)]. Cand. Diss.]. Tyumen, 2012. 167 p.
 15. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Features of digital filtration modeling of productive deposits. *The science. Innovation. Technology*, 2021, no. 2, pp. 7–28. In Rus.
 16. Rassas A., Ren S., Sun R., Zafar A., Moharam S., Guan Z., Ahmed A., Alomaisi M. Application of 3D reservoir geological model on Es1 formation, Block Nv32, Shenvis Oilfield, China. *Open Journal of Yangtze Oil and Gas*, 2020, vol. 5, no. 2, pp. 54–72.
 17. Xiang Li. Three-dimensional geological modeling methods and applications – a gold belt oilfield. *3rd International Conference on Management, Education, Information and Control (MEICI)*. Jinnan, China, 2015. pp. 3–10.
 18. Doych K.V. *Geostatisticheskoe modelirovaniye kollektorov* [Geostatistical modeling of reservoirs]. Moscow, Izhevsk, Computer research Institute Publ., 2011. 400 p.
 19. Gao Xingjun. Applied research of NMR movable fluid saturation in development of low permeability oilfield. *E3S Web of Conferences* 165, 01001, 2020, pp. 1–7.
 20. Kuiqian Ma. Techniques for improving the water-flooding of oil fields during the high water-cut stage. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies Nouvelles*, 2019, vol. 74, pp. 1–12.
 21. Juan Wang, Wei Liu, Wenwu Chen, Xuebin Ran, Yanfang Zhang, Gaochao Lin. An improved method for quantifying liquid saturation using transparent soil. *Advances in civil engineering*, 2019, vol. 1, pp. 1–11.
 22. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, 1942, vol. 146, pp. 107–116.
 23. Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, 1941, vol. 142, pp. 148–152.
 24. Li Kewen. Theoretical development of the brooks-corey capillary pressure model from fractal modeling of porous media. *Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, 17–21 April, 2004. pp. 3–9.
 25. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Application of the Brooks–Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, vol. 560, pp. 4–12.
 26. Elshahawi H., Fathy K., Hiekal S. Capillary pressure and rock wettability effects on wireline formation tester measurements. *IEOC 567121999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, 1999. pp. 1–16.
 27. Gasumov R.A. Justification of the oil and gas saturated thickness and permeability of the Lower Maikop clayey reservoirs (on the example of the fields of the North Caucasus). *Oil and gas geology. Theory and practice*, 2018, vol. 13, no. 3. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2018
 28. Tikhomirova E.A., Sagirova L.R., Khaibullina K.Sh. A review on methods of oil saturation modelling using IRAP RMS. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2019, vol. 378, pp. 1–6.
 29. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Minchenko Yu.S. Using the geological features of the Oxford deposits in the construction of a digital model of productive deposits. *Oil and gas geology. Theory and practice*, 2021, vol. 16, no. 4. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/41_2021.html (accessed 15 March 2022).

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

- Ramiz A. Gasumov**, Dr. Sc., professor, North Caucasian Federal University; general director, JSC «SevKavNIPIgaz».
- Eldar R. Gasumov**, Cand. Sc., associate professor, Azerbaijan University of Oil and Industry; Doctoral Cand., Azerbaijan Technical University.
- Vilayat M. Veliev**, Dr. Sc., professor, Azerbaijan Technical University.
- Vagif A. Gasumov**, Dr. Sc., professor, Azerbaijan Technical University.
- Gazanfar S. Suleimanov**, Dr. Sc., professor, Azerbaijan University of Oil and Industry.
- Sadagat V. Ibrahimova**, Cand. Sc., associate professor, Azerbaijan University of Oil and Industry.

УДК 66.074

ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Лиинтин Илья Алексеевич¹,
quw_06@mail.ru

Ерофеев Владимир Иванович¹,
erofeevvi@mail.ru

Джалилова София Насибуллаевна¹,
dzhaililovasn@mail.ru

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

Актуальность. В настоящее время Российская Федерация наращивает темпы добычи природного газа путем ввода новых газовых месторождений. Но помимо новых имеются разработанные месторождения, большая часть которых находится на последней стадии разработки, то есть в периоде падающей добычи. Газ, добываемый на данных месторождениях, характеризуется низкими пластовыми давлениями, высоким содержанием влаги и механических примесей по сравнению с первоначальными (проектными) значениями. Наличие влаги и механических примесей отрицательно влияет на его дальнейшую переработку и транспортировку. Вследствие этого при достижении требуемых значений показателей качества отраслевого стандарта могут возникнуть проблемы во время подготовки газа путем абсорбционной или адсорбционной осушки природного газа, а также проблемы, связанные с дальнейшим транспортом газа по трубопроводам. Поэтому исследование и сравнение двух этих технологических процессов подготовки природного газа являются актуальными на сегодняшний день, поскольку многие промышленные предприятия по добыче газа используют два этих процесса подготовки газ.

Цель: анализ двух технологических процессов подготовки природного газа: абсорбции и адсорбции; выбор наиболее эффективного и рентабельного процесса с точки зрения промышленных масштабов в условиях газовых промыслов нефтегазовых предприятий Российской Федерации.

Результаты. Проведен обзор двух процессов осушки природного газа процессами абсорбции и адсорбции от примесей влаги и механических примесей. Рассмотрены особенности двух процессов, а именно свойства абсорбентов, адсорбентов, технологические схемы, зарубежный опыт, а также их достоинства и недостатки.

Ключевые слова:

Адсорбционная осушка газа, абсорбционная осушка газа, температура точки росы, установка комплексной подготовки газа, природный газ, триэтиленгликоль, диэтиленгликоль.

Введение

Природный газ представляет собой смесь углеводородов с различными примесями. Помимо примесей в сыром газе, добываемом из скважины, всегда присутствует влага в виде паров. Надежность эксплуатации оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ), безгидратная транспортировка газа, вследствие которой могут меняться термобарические параметры транспортируемой продукции, выдвигают определенные требования к качеству транспортируемого газа. Данные требования отражаются в отраслевом стандарте ОАО «Газпром» [1], главные из них – это точка росы по влаге (ТТРв) и точка росы по углеводородам (ТТРу). Подача природного газа без предварительной осушки и очистки в систему магистральных газопроводов может приводить к скапливанию жидкости, а это, в свою очередь, – к образованию газогидратов, осаждению твердых веществ на стенках газопровода и его закупорке [2].

Подготовка природного газа может проводиться типовыми методами осушки – абсорбционным или адсорбционным. Помимо этих двух методов существуют еще и низкотемпературные методы подготовки газа, которые в данном обзоре не рассматриваются.

Обоснование того или иного метода подготовки природного газа является неотъемлемой частью разработки технологий и эксплуатации газоконденсат-

ных месторождений. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки.

Абсорбционный метод осушки природного газа

Известно, что абсорбция является наиболее распространенным методом среди различных процессов осушки природного газа.

В процессе абсорбции водяной пар в потоке газа абсорбируется в потоке жидкого растворителя. После чего осуществляется его регенерация в процессе десорбции воды из насыщенного абсорбента до определенной степени и циркуляционная подача обратно в процесс абсорбции. В качестве абсорбента, как правило, используют гликоли, такие как диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) [3].

При осушке природных газов методом абсорбции к магистральному транспорту природного газа предъявляются следующие требования к компонентно-фракционному составу газа:

- содержание метана должно быть не менее 97 %;
- содержание углеводородов C_5H_{12+} не более 0,2 %;
- сернистые соединения должны отсутствовать или быть в следовом количестве [4].

Гликоль должен соответствовать ряду требований [5]:

- высокая гигроскопичность воды из потока добываемого природного газа;

- слабая взаимная растворимость абсорбента и углеводородных компонентов природного газа;
- низкое давление насыщенных паров;
- легкость регенерации до высоких концентраций;
- низкая вязкость при условиях эксплуатации абсорбера;
- высокая стойкость к термическому разложению и окислению;
- малая коррозионная активность при условиях эксплуатации;
- малая склонность к пенообразованию;
- невступление в химические реакции с природным газом и его примесями.

В той или иной степени гликоли соответствуют всем вышеперечисленным требованиям [6].

Они обладают высокой гигроскопичностью по отношению к воде, легко регенерируются до высоких концентраций абсорбента при нагреве, не вступают в химические реакции с компонентами природного газа и его примесями, их чистые растворы имеют низкую вероятность вспенивания [6]. За рубежом в основном используется ТЭГ. Главной причиной этого является промышленная база на химических предприятиях для его производства. Следует отметить, что ДЭГ несколько дешевле, чем ТЭГ. Этот фактор также повлиял на выбор ДЭГ на газовых промыслах Российской Федерации. Однако, если заменить ДЭГ на ТЭГ, экономия будет колоссальной. Данное нововведение окупится за короткое время [5].

В существующей научно-технической литературе подробно рассмотрены физико-химические свойства гликолей (диэтиленгликоля и триэтиленгликоля) [7]. В табл. 1 приведены общие физико-химические свойства диэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

Из данных табл. 1 видно, что физико-химические свойства ДЭГ и ТЭГ близки. Главными различиями являются значение вязкости и температуры кипения. Эти два параметра в высокой степени влияют на тех-

нологические параметры работы абсорбера и десорбера [8]. На рис. 1 представлена принципиальная технологическая схема гликолевой осушки природного газа [9, 10]. Типовые установки подготовки газа методом абсорбции позволяют достигать температуры точки росы по воде в диапазоне от -10 до -20 °С.

Таблица 1. Основные свойства триэтиленгликоля и диэтиленгликоля

Table 1. Physical and chemical properties of triethylene glycol and diethylene glycol

Показатели/Indicators	Диэтиленгликоль Diethylene glycol	Триэтиленгликоль Triethylene glycol
Химическая формула Chemical formula	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса/Molecular mass	107,12	150,18
Относительная плотность Relative density	1,118	1,126
Температура кипения Boiling point, °C	244,8	278,3
Давление насыщенных паров при 20 °С, Па Saturated vapor pressure at 20 °C, Pa	1,31	1,31
Температура замерзания Freezing point, °C	-8	-7,2
Вязкость при 20 °С, мПа·с Viscosity at 20 °C, mPa·s	35,7	47,8
Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К) Specific heat, kJ/(kg·K)	2,09	2,20
Теплота испарения, кДж/кмоль Heat of evaporation, kJ/kmole	68,87	62,6
Теплопроводность, Вт/(м ² ·°С) Thermal conductivity, W/(m ² ·°C)	0,25	0,23
Электропроводность, 1/(Ом·см) Electrical conductivity, 1/(Ω·cm)	$3,1 \cdot 10^{-8}$	$8,4 \cdot 10^{-8}$
Дипольный момент при 30 °С, Д Dipole moment at 30 °C, D	2,69	3
Критическая температура, °С Critical temperature, °C	410	440
Критическое давление, МПа Critical pressure, MPa	5	3,72

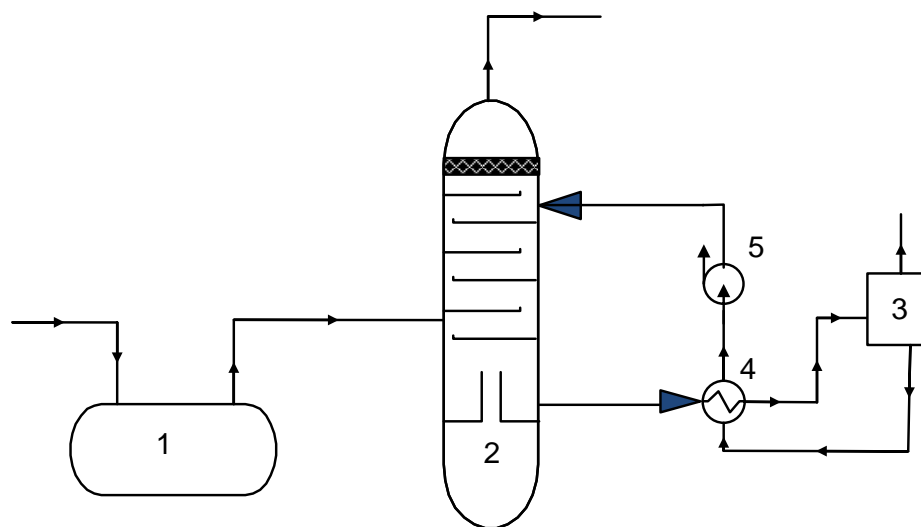


Рис. 1. Схема абсорбционной осушки природного газа триэтиленгликолем: 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля; 4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос

Fig. 1. Scheme of absorption dehydration of natural gas with triethylene glycol: 1 – separator; 2 – absorber; 3 – glycol regenerator; 4 – glycol-glycol heat exchanger; 5 – pump

Газ со скважин проходит входной сепаратор – 1, где от него отделяется жидкая водная фаза (конденсационная вода с примесью пластовой минерализованной воды либо водный раствор ингибитора гидратообразования, если система промышленного сбора газа функционирует в гидратоопасном режиме), далее поступает в абсорбер – 2, где и осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод и подается потребителю. В схему входит система регенерации насыщенного раствора гликоля от воды – 3, а также насосы, теплообменники и некоторое другое оборудование.

Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом

В настоящее время США, Канада, Франция, ФРГ, Англия и ряд других стран имеют передовую технологию и технику подготовки и обработки природных и нефтяных газов от примесей воды. В большинстве своем технический уровень технологических процессов в этих странах близок, а отличия не носят принципиального характера. Это объясняется высокой степенью интеграции в области техники и технологий. Основное отличие газоперерабатывающих установок состоит в аппаратурном оформлении.

Следует отметить, что в США и Канаде газы не делят на природные и нефтяные. Используется единый термин «natural gas». Нет четкого деления также на промышленные и заводские установки. Часто все установки называют заводом.

Обобщение материалов технической литературы показывает, что для подготовки природных газов применяются те же принципы, что и в РФ и странах СНГ. Отличия заключаются в следующем [10]:

- сроки ввода установок и заводов за рубежом значительно короче: от начала проектирования до освоения мощностей проходит 2–3 года;
- заводы отличаются меньшей численностью обслуживающего персонала, что связано с высоким профессионализмом рабочих, уровнем автоматизации и минимальным количеством управленческих кадров;
- пластовая продукция большинства месторождений характеризуется повышенным содержанием этана и более тяжелых углеводородов; это также является одним из основных факторов, обуславливающих глубокую переработку газов;
- отсутствуют общие нормы на точки росы газа по воде и углеводородам. Установлены более жесткие нормы на содержание сернистых соединений в газе – не более 5,7 мг/м³;
- широкое применение находят малогабаритные технологические установки, более половины которых имеют мощность по сырью до 300 млн м³ в год. Такое положение объясняется общим характером переработки газов, независимо от объемов добычи, с целью квалифицированного использования их ресурсов. Это в первую очередь связано с большой концентрацией в газе этана, пропана и бутанов и рыночным отношением к производству;

- для поддержания рентабельности технологических установок часто проводятся их реконструкции. При этом наиболее широко осуществляется переход на более низкие изотермы конденсации, преимущественно с использованием турбодетандерных агрегатов;
- выдается огромное количество патентов на новые процессы, большинство из которых носит рекламный характер и не находит применения.

Как и другие способы осушки природного газа, абсорбционный метод имеет ряд преимуществ и недостатков, которые представлены в табл. 2 [4].

Таблица 2. Преимущества и недостатки абсорбции
 Table 2. Advantages and disadvantages of absorption

Преимущества/Advantages	Недостатки/Disadvantages
<ul style="list-style-type: none"> • низкие перепады давления low pressure drops • невысокие эксплуатационные расходы low operating costs • можно осушать газы с высоким содержанием веществ, разрушающих твердые сорбенты it is possible to dry gases with a high content of substances that destroy solid sorbents 	<ul style="list-style-type: none"> • температура газа должна составлять более 40 °С gas temperature must be more than 40 °C • уровень осушки является средним drying level is average • возможно вспенивание абсорбента во время подготовки газа absorbent foaming is possible during gas treatment

Адсорбционный метод осушки природного газа

Адсорбционный метод осушки природного газа значительно менее распространен на газовых промыслах газоконденсатных месторождений Российской Федерации, чем абсорбционный метод подготовки.

Адсорбционная осушка природного газа – это метод, в котором твердые осушители (адсорбенты) адсорбируют воду чаще всего с помощью молекулярных сит, силикагелей или оксида алюминия. Как правило, система для адсорбции должна быть как минимум двухуровневой, поскольку в одном слое происходит осушка газа, а во втором адсорбент регенерируется. Регенерация адсорбента производится подогретым газом [11].

Адсорбция – поверхностное явление, при котором молекулы жидкости или газа адсорбируются на поверхности твердого тела. Когда молекулы газа находятся в контакте с твердой поверхностью, водяной пар, растворенный в газе, сначала конденсируется в порах, а затем удерживается на поверхности пор силами, которые зависят от реакций или физических взаимодействий. Существует два типа адсорбции: химическая и физическая.

Адсорбенты – это твердые вещества, используемые в виде осушителя, на которых молекулы газа взаимодействуют с поверхностью твердого тела в процессе адсорбции [6].

Одной из важных характеристик для различных адсорбентов является полярность поверхности адсорбента, то есть их сродство с полярными веществами, в частности с водой.

При осушке природного газа от примесей воды методом адсорбции используемые адсорбенты должны удовлетворять следующим требованиям [6]:

- большая площадь поверхности для высокой производительности;
- высокая скорость массообмена;
- легкая регенерация.

Наиболее распространенными адсорбентами, используемыми в качестве осушителей, являются: силикагели, молекулярные сита и оксид алюминия [12, 13].

В табл. 3, которая составлена по материалам [12, 14, 15], представлены марки промышленных адсорбентов.

Таблица 3. Основные марки промышленных адсорбентов

Table 3. Main brands of industrial adsorbents

Марка цеолита Zeolite brand	Диаметр пор, А Pore diameter, A	Российский аналог Russian analogue	Адсорбируемые молекулы Molecules adsorbed
3A	3	КА	H ₂ O, NH ₃
4A	4	NaA	H ₂ O, NH ₃ , этанол (ethanol), H ₂ S, CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₆
5A	5	CaA	H ₂ O, NH ₃ , этанол (ethanol), H ₂ S, CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₆ , n-C ₄ H ₉ OH, n-C ₄ H ₁₀ , C ₃ H ₈ ...C ₂₂ H ₄₆ , R-12
13X	10	NaX	H ₂ O, NH ₃ , этанол (ethanol), H ₂ S, CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₆ , n-C ₄ H ₉ OH, n-C ₄ H ₁₀ , C ₃ H ₈ ...C ₂₂ H ₄₆ , R-12, другие молекулы с эффективным диаметром менее 10Å (other molecules with an effective diameter less than 10A)

Адсорбционная осушка на молекулярных ситах является разновидностью физической адсорбции. Адсорбционная способность цеолитов не изменяется и не сильно зависит от влагосодержания газа, данный факт отмечен в работе [16]. Промышленные установки подготовки природного газа, основанные на адсорбционном методе осушки газа, могут включать смешанные слои адсорбента с целью удаления влаги и других нежелательных компонентов в одном аппарате [17].

Установки адсорбционной осушки природного газа позволяют достичь температуры точки росы по воде от –40 до –100 °С. На рис. 2 представлена принципиальная технологическая схема установки адсорбционной осушки природного газа [11].

Газ из скважин, перед тем как поступить в адсорбер, проходит сепаратор – С-1, где от газа отделяются капельная жидкость и механические примеси. Из сепаратора газ поступает в адсорбер, где сверху вниз проходит через один из адсорберов. Осушенный газ отводится в коллектор сухого газа. Второй адсорбер в это время находится на стадии регенерации (нагрев, охлаждение или ожидание).

Газ для регенерации отбирается из потока осушенного газа и компрессорами – ДК подается для подогрева в печь – П-1, затем с температурой 170–190 °С подается снизу вверх через адсорбер, в котором производится десорбция тяжелых углеводородов и воды. Газ, используемый для регенерации, охла-

ждается в воздушном холодильнике – ВХ и поступает в сепаратор – С-2, в котором от газа отделяется вода и сконденсированные тяжелые углеводороды. После сепаратора – С-2 газ возвращается во входной сепаратор – С-1 и повторно проходит весь цикл.

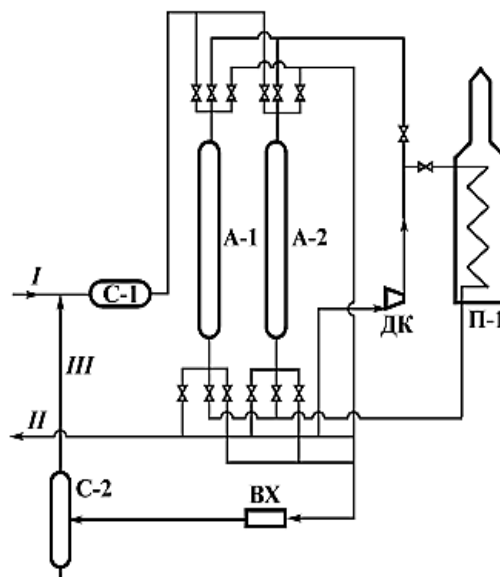


Рис. 2. Схема адсорбционной осушки природного газа: А-1, А-2 – адсорберы; П-1 – печь; С-1, С-2 – сепараторы; ВХ – воздушный холодильник; ДК – дожимной компрессор

Fig. 2. Scheme of natural gas adsorption dehydration: А-1, А-2 – adsorbents; P-1 – furnace; С-1, С-2 – separators; ВХ – air cooler; ДК – booster compressor

Широкое применение адсорбционный процесс подготовки газа как в России, так и за рубежом нашел при осушке сжиженных газов, используемых в качестве моторного топлива или хладагента. Данный процесс очень хорош, поскольку достигается очень низкая температура точки росы по воде [18]. Лидерами в мире по подготовке СПГ являются Китай и США [19].

Адсорбционный процесс осушки природного газа, так же как и любой другой процесс подготовки газа, имеет ряд преимуществ и недостатков (табл. 4) [20].

Таблица 4. Преимущества и недостатки адсорбции
Table 4. Advantages and disadvantages of adsorption

Преимущества/Advantages	Недостатки/Disadvantages
<ul style="list-style-type: none"> • адсорбенты служат продолжительное время adsorbents serve for a long time • процесс отличается надежностью и простотой process is reliable and simple • достижение высокой депрессии и низкой температуры точки росы achieving high drawdown and low dew point temperature • на качество осушки не оказывают существенное влияние ни давление, ни температура quality of drying is not significantly affected by pressure and temperature 	<ul style="list-style-type: none"> • большие эксплуатационные и капитальные затраты high operating and capital costs

Заключение

Подводя итог, можно отметить следующее: каждый из рассмотренных процессов подготовки газа имеет свои преимущества и недостатки.

Адсорбционный процесс осушки природного газа больше подходит в том случае, если необходима более низкая температура точки росы по воде. Данный процесс более распространен за рубежом, чем в России. При этом, если газовые промыслы начнут вводить данный процесс осушки, он быстро окупится, и проблем с веществом-осушителем будет гораздо меньше хотя бы потому, что осушитель без регенерации может работать около 2–3 лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 4. – С. 19–23.
3. Бриков А.В., Магадова Л.А. Основные факторы, влияющие на деградацию гликолей в условиях нефтепромысловых системах // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 6 (119). – С. 3–7.
4. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
5. Carroll J. Natural gas hydrates: a guide for engineer. – United Kingdom: Gulf Professional Publ., 2020. – 340 p.
6. Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. Fundamentals of natural gas processing. – Boca Raton, USA: CRC Press, 2012. – 574 p.
7. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 279 с.
8. Neagu M., Cursaru D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 37. – P. 327–340.
9. Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG gas dehydration systems // Energy. – 2009. – V. 34. – P. 1910–1916.
10. Perry R., Green D.W. Perry's chemical engineers' handbook. – New York: McGRAW-HILL, 2008. – 2400 p.
11. Energy separation and condensation effects in pressure energy recovery process of natural gas supersonic dehydration / Yang Liu, Xuewen Cao, Jian Yang, Yuxuan Li, Jiang Bian // Energy Conversion and Management. – 2021. – V. 245. – P. 557–572.
12. Netusil M., Dittl P. Comparison of three methods for natural gas dehydration // Journal of Natural Gas Chemistry. – 2011. – V. 20. – P. 471–476.
13. García L., Poveda Y., Rodríguez G. Adsorption separation of oxidative coupling of methane effluent gases. Mini-plant scale experiments and modeling // Journal of natural gas science and engineering. – 2019. – V. 61. – P. 106–118.
14. Lorpradit N., Khunatorn Y., Jaruwatupant N. Binary gas dehydration using molecular sieve 4A within the pressure-vacuum swing adsorption // Energy. – 2022. – V. 239. – P. 137–145.
15. Natural gas dehydration by desiccant materials / A.A. Farag Hassan, M.M. Ezzat, H. Amer, A.W. Nashed // Alexandria Engineering Journal. – 2011. – V. 50. – P. 431–439.
16. Algieri C., Drioli E. Zeolite membranes: synthesis and applications // Separation and purification technology. – 2021. – V. 278. – P. 295–312.
17. Northrop S., Sundaram N. Modified cycles, adsorbents improve gas treatment, increase molsieve life // Oil and Gas Journal. – 2008. – V. 106. – № 29. – P. 54–60.
18. Bahraminia S., Anbia M., Koohsaryan E. Dehydration of natural gas and biogas streams using solid desiccants: a review // Frontiers of Chemical Science and Engineering. – 2021. – V. 15 (5). – P. 1050–1074.
19. Wei L. A look at the development trend of liquefaction technology from China's LNG plants // Report at International Business Congress. – Duisburg, Germany, January 2019. URL: <https://www.international-bc-online.org/wp-content/uploads/2019/02/8.-CNPC-ENG-1.pdf> (дата обращения 10.04.2022).
20. Katilla M.C., Santos A., Tamires R. Natural gas dehydration by adsorption using MOFs and silicas: a review // Separation and Purification Technology. – 2021. – V. 276. – P. 409–428.

Поступила 18.05.2022 г.

Информация об авторах

Лиинтин И.А., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

Джалилова С.Н., кандидат технических наук, ассистент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 66.074

FEATURES OF COMMERCIAL TREATMENT OF NATURAL GAS

Iliia A. Liintin¹,
quw_06@mail.ru

Vladimir I. Erofeev¹,
erofeevi@mail.ru

Sofia N. Dzhaliilova¹,
dzhaliilovasn@mail.ru

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

The relevance. Today, the Russian Federation is increasing the pace of natural gas production by introducing new gas fields. But in addition to new ones, there are developed fields, most of which are at the last stage of development, that is, in a period of declining production. The gas produced from these fields is characterized by low reservoir pressures, high moisture content and mechanical impurities compared to the initial (design) values. The presence of moisture and mechanical impurities adversely affects its further processing and transportation. As a result, when reaching the required values of the industry standard, problems may arise during gas treatment by absorption or adsorption dehydration of natural gas, as well as problems associated with further gas transportation through pipelines. Therefore, the study and comparison of these two technological processes for natural gas preparation are relevant today, since many industrial gas production enterprises use these two processes of gas preparation.

The main aim of the research is theoretical analysis of natural gas preparation by two typical processes: absorption and adsorption; selection of the most efficient and cost-effective processes from the point of view of industrial scale in the conditions of gas fields of oil and gas enterprises of the Russian Federation.

Results. The authors carried out the review of two processes for drying natural gas by absorption and adsorption from moisture and mechanical impurities and considered the features of two processes, namely the properties of absorbents, adsorbents, typical schemes, foreign experience, as well as their advantages and disadvantages.

Key words:

Absorption gas dehydration, adsorption gas dehydration, dew point temperature, complex gas treatment plant, natural gas, triethylene glycol, diethylene glycol.

REFERENCES

1. *STO Gazprom 089–2010. Gaz goryuchiy prirodny, postavlyaemy i transportiruemy po magistralnym gazoprovodam. Tekhnicheskie usloviya* [Natural gas, supplied and transported through main gas pipelines. Technical conditions]. Moscow, OAO Gazprom Publ., 2010. 15 p.
2. Dzhaliilova S.N., Usheva N.V., Erofeev V.I. Research and adjustment of technological regimes of the processes of preparation of petroleum raw materials. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, 2017, no. 4, pp. 19–23. In Rus.
3. Brikov A.V., Magadova L.A. The main factors influencing the degradation of glycols in oil field systems. *Technologies of oil and gas*, 2018, no. 6 (119), p. 3–7. In Rus.
4. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleymanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 472 p.
5. Carroll J. *Natural gas hydrates: a guide for engineer*. Burlington, Gulf Professional Publ., 2020. 400 p.
6. Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. *Fundamentals of natural gas processing*. Boca Raton, USA, CRC Press, 2012. 574 p.
7. Lanchakov G.A., Kulkov A.N., Zibert G.K. *Tekhnologicheskoe protsessy podgotovki prirodnogo gaza i metody rascheta oborudovaniya* [Technological processes of natural gas preparation and methods of equipment calculation]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 279 p.
8. Neagu M., Cursaru D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 37, pp. 327–340.
9. Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbents for TEG gas dehydration systems. *Energy*, 2009, vol. 34, pp. 1910–1916.
10. Perry R., Green D.W.H. *Perry's chemical engineers' handbook*. 8th ed. New York McGRAW-HILL, 2008. 2400 p.
11. Yang Liu, Xuewen Cao, Jian Yang, Yuxuan Li, Jiang Bian. Energy separation and condensation effects in pressure energy recovery process of natural gas supersonic dehydration. *Energy Conversion and Management*, 2021, vol. 245, pp. 557–572.
12. Netusil M., Dittl P. Comparison of three methods for natural gas dehydration. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2011, vol. 20, pp. 471–476.
13. García L., Poveda Y., Rodríguez G. Adsorption separation of oxidative coupling of methane effluent gases. Mini-plant scale experiments and modeling. *Journal of natural gas science and engineering*, 2019, vol. 61, pp. 106–118.
14. Narit L., Yottana K., Nattawut J. Binary gas dehydration using molecular sieve 4A within the pressure-vacuum swing adsorption. *Energy*, 2022, vol. 239, pp. 137–145.
15. Farag Hassan A., Ezzat M.H., Amer H., Nashed A.W. Natural gas dehydration by desiccant materials. *Alexandria Engineering Journal*, 2011, vol. 50, pp. 431–439.
16. Algieri C., Drioli E. Zeolite membranes: synthesis and applications. *Separation and purification technology*, 2021, vol. 278, pp. 295–312.
17. Northrop S., Sundaram N. Modified cycles, adsorbents improve gas treatment, increase molsieve life. *Oil and Gas Journal*, 2008, vol. 106, no. 29, pp. 54–60.
18. Bahraminia S., Anbia M., Koohsaryan E. Dehydration of natural gas and biogas streams using solid desiccants: a review. *Frontiers of Chemical Science and Engineering*, 2021, vol. 15 (5), pp. 1050–1074.
19. Wei L. A look at the development trend of liquefaction technology from China's LNG plants. *Report at International Business Congress*. Duisburg, Germany, 2019. Available at: <https://www.international-bc-online.org/wp-content/uploads/2019/02/8.-CNPC-ENG-1.pdf> (accessed 10 April 2022).
20. Katilla M.C., Santos A., Tamires R. Natural gas dehydration by adsorption using MOFs and silicas: a review. *Separation and Purification Technology*, 2021, vol. 276, pp. 409–428.

Received: 18 May 2022.

Information about the authors

Ilia A. Liintin, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

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

Sofia N. Dzhililova, Cand. Sc., assistant National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 622.243.2

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД РЕЗАНИЕМ-СКАЛЫВАНИЕМ ДОЛОТАМИ ТИПА PDC

Борисов Константин Иванович,
kibor@tpu.ru

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

Актуальность работы обоснована необходимостью изучения процесса взаимодействия режущих элементов современных долот PDC (Polycrystalline Diamond Compact) с горной породой и, как следствие, наличием различных подходов в мировых научных центрах к оценке механизма динамического внедрения PDC режцов в горные породы при бурении скважин.

Цель: детальный анализ современного состояния и перспектив развития научных исследований для всесторонней оценки динамических процессов резания горных пород долотами PDC.

Методы: теоретический анализ проблем эффективности разрушения горных пород резацами и современными долотами PDC; применение математического и физического моделирования процессов резания горных пород, флуктуационной теории прочности твердых тел для описания закономерностей поведения горных пород при работе режцов PDC; сравнительные оценки изучения процессов и механизмов статического и динамического внедрения при резании горной породы единичными элементами и долотами PDC на базе исследований, проведенных ведущими мировыми научными школами в этой области.

Результаты. Представлены результаты исследований ведущих мировых школ по различным фундаментальным аспектам взаимодействия исполнительных органов долот PDC с разрушаемыми горными породами. Выявлено, что многие результаты исследований дают полную качественную картину работы PDC вооружения буровых долот. Однако наиболее важных и точных количественных характеристик процессов резания горных пород современными долотами PDC в научной литературе немного. Рассмотрены пути развития новых методов повышения эффективности резания горных пород на базе более точных способов оценки их поведения при разрушении долотами PDC. Одна из рассмотренных перспективных методик позволяет экспериментально получить характеристику «динамической твердости горных пород» Нвд., которую возможно успешно использовать для проектирования режимов бурения и конструкции PDC долот.

Ключевые слова:

Резание горных пород, бурение нефтяных скважин, долота PDC, твердость горной породы, силы резания, моделирование процессов разрушения пород, частота вращения долота, передний угол реза, угол поворота реза.

Введение

Вопросам оценки эффективности разрушения горных пород при работе режцов PDC в различных условиях уделялось и уделяется серьезное внимание специалистами в буровой нефтегазовой отрасли [1, 2] с тех пор как в практику бурения стали активно внедряться буровые долота с композиционными пластинами типа Stratapaxtm.

За прошедшие десятилетия проведения научных исследований накоплен значительный экспериментальный и аналитический материал по оценке закономерностей взаимодействия режущих элементов PDC долот с разрушаемыми горными породами, который, в определенной части, требует обобщения и систематизации с целью дальнейшего развития научных направлений по совершенствованию конструкции PDC долот и методов проектирования режимов их эксплуатации, особенно в твердых породах [3, 4].

В работах Р. Тила [4], развитых Т. Уорреном [5], предложено использовать показатель механической удельной энергии (Mechanical specific energy – MSE) в качестве меры эффективности бурения, который может быть описан как количество энергии, необходимой для отделения от массива (срезания) единицы объема породы (1). Размерность MSE в н/м².

$MSE = (480 \times Torque \times RPM) / (d^2 \times ROP) + (4 \times WOB / \pi d^2)$, (1)
где Torque – момент вращения долота; Rotary per minute – скорость вращения долота; Rate of

Penetration – механическая скорость внедрения долота; Weight of Bit – осевая нагрузка на долото.

Авторы считали, что концепция Mechanical specific energy (MSE) обеспечивает возможность измерения эффективности бурения путем сравнительного контроля количества механической удельной энергии, вводимой в систему, и минимальной требуемой удельной энергии для бурения породы.

Лабораторные испытания, проведенные Тилом [4], показали, что энергия, затрачиваемая на разрушение единицы объема породы, относительно постоянна, независимо от изменений ROP, WOB или RPM.

Кроме этого, эксперименты Тила показали, что количественные значения MSE очень близки к прочности пород на одноосное сжатие UCS (Uniaxial compressive strength).

Таким образом, по мнению Уоррена, MSE может быть использована в качестве оценки эффективности бурового воздействия (2) путем измерения MSE в процессе бурения и сравнения его с UCS горных пород численно [5]:

$$\text{Эффективность} = \text{UCS} / \text{MSE}. \quad (2)$$

Эффективность – отношение прочности на сжатие ГП к текущей механической энергии резания MSE (%).

Ученые из университета Тулза [6] провели исследования зависимости MSE и эффективности резания для Индианского известняка и Карфагенского мрамора от глубины резания при различных скважинных давлениях.

Лабораторные эксперименты показали, что MSE, необходимая для резания известняка, уменьшается по мере увеличения глубины реза, но до определенного предела – примерно до 0,08 дюйма (около 2 мм).

В дальнейшем, при увеличении глубины реза свыше 2 мм, MSE остается постоянной при значении, близком к UCS породы (рис. 1, а, б).

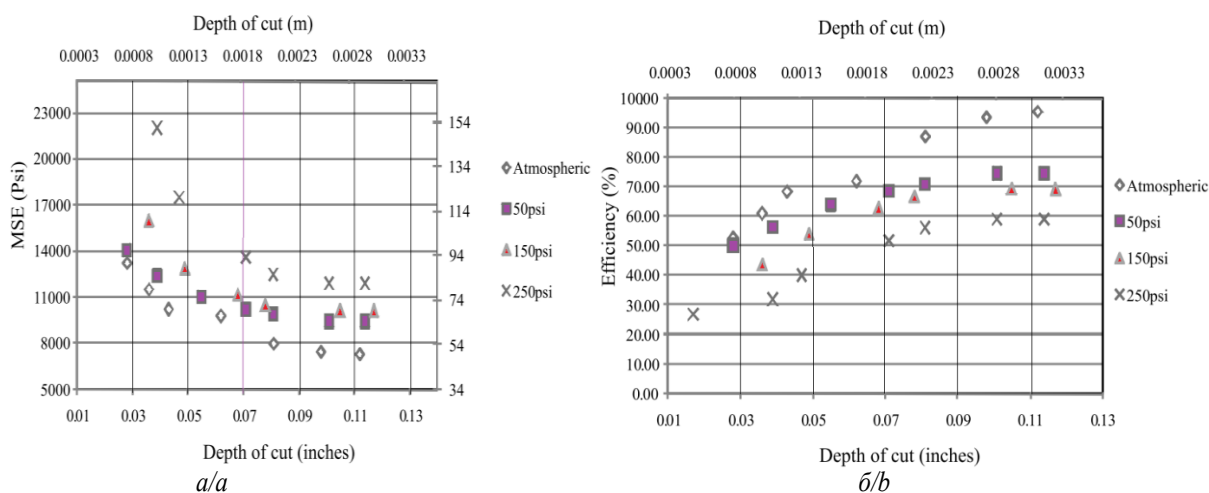


Рис. 1. Значения MSE (а) и эффективности (Efficiency) резания (б) для Индианского известняка в функции от глубины реза (Depth, дюймы, метры) для различных условий моделируемого забойного давления от 0 до 250 psi [6]

Fig. 1. MSE values (a) and efficiency of cutting (b) for Indiana Limestone as a function of depth of cut for different borehole pressure [6]

UCS Индианского известняка составляет около 7000 фунтов на квадратный дюйм. Экспериментально полученные MSE имеют постоянное значение для глубин резания больше 0,08 дюйма, что составляет около 7300 фунтов на квадратный дюйм.

Подобные результаты получены и для Карфагенского мрамора [6]: UCS Карфагенского мрамора составляет от 9000 до 1100 фунтов на квадратный дюйм. Экспериментально полученные значения MSE при глубинах реза около 0,08 дюйма и больше остаются

почти постоянными при 12000 фунтов на квадратный дюйм (рис 2, а, б).

Все испытания проводились при 60 об/мин для атмосферного давления и давлений в 50, 150 и 250 фунтов на квадратный дюйм и имели аналогичный результат [6].

Также эксперименты для Карфагенского мрамора и Индианского известняка показали, что с увеличением глубины реза эффективность резания возрастает при любых условиях скважинного давления. Это соответствует выражению (2).

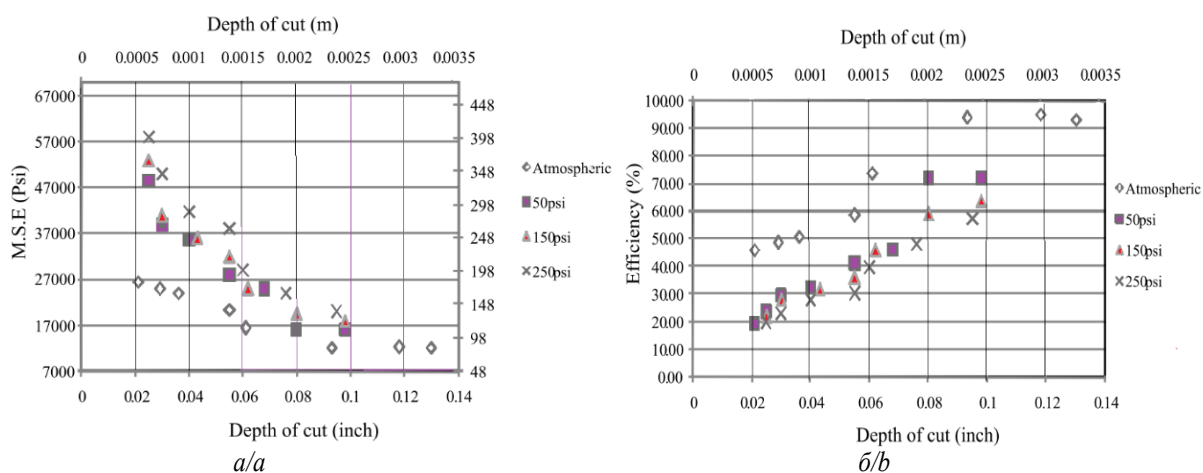


Рис. 2. Значения MSE (а) и эффективности (Efficiency) резания (б) для Карфагенского мрамора в функции от глубины реза для различных условий моделируемого забойного давления от атмосферного до избыточного соответственно в 50, 150, 250 psi [6]

Fig. 2. MSE values (a) and efficiency of cutting (b) for Karthage Marble as a function of depth of cut for different borehole pressure [6]

Представляет интерес гипотеза авторов [6], призванная объяснить уменьшение MSE, необходимой для резания породы, и рост эффективности резания с

увеличением глубины резания. Они утверждают, что при малых глубинах реза площадь контакта реза со срезаемой породой, которая имеет форму эллипса,

очень мала. Но при незначительном увеличении глубины резания происходит гораздо большее увеличение ширины реза и, следовательно, площади срезаемого слоя. Поэтому при малых глубинах резания, когда площадь резания очень мала, значение MSE велико. С ростом глубины резания отношение силы резания к площади резания уменьшается и, следовательно, значение MSE снижается, а эффективность резания растет [6].

Однако такая гипотеза не объясняет причину стабилизации показателей MSE и эффективности процесса резания при достижении определенных глубин реза – в эксперименте примерно 2 мм.

Иной методологический подход для объяснения стабилизации показателей эффективности резания использован автором [7–9] при изучении силовых характеристик динамической системы «PDC резец – порода».

В случае относительно небольших контактных давлений в системе «резец–порода», когда нет силовых условий, необходимых для отделения крупных элементов породы от разрушаемого массива, происходит только абразивное истирание поверхности горной породы. Очевидно, что сила резания F_p и осевая нагрузка G_o связаны значением коэффициента трения пары «PDC резец – порода» μ .

При более высокой осевой силе на PDC резец в породе возникают более значительные объемы нарушений, что может приводить к существенному росту силы резания и отделению от массива частиц большего размера. Таким образом, меняется качественная картина резания горных пород, так как взаимосвязь между силами резания начинает определяться не только процессами трения, но и нарастанием объема пластических нарушений в породе, которые выражаются через коэффициент сопротивления пластическому сдвигу (3) μ_{pi} :

$$\mu_{pi} = \frac{\sigma_i S_k}{G_{oi}}, \quad (3)$$

где σ_i – текущее сопротивление горной породы разрушению при снятии стружки площадью S_k .

Возникает переходная стадия разрушения в форме пластических сдвигов в горной породе, для которой используется термин «усталостное» разрушение [10, 11], а коэффициенты μ_{pi} и μ фиксируют новое взаимоотношение между действующими силами резания горных пород (4):

$$\frac{F_p}{G_o} = \mu + \mu_{pi} = K_{pi}, \quad (4)$$

где K_{pi} – комплексный коэффициент сопротивления резанию (5):

$$K_{pi} = \mu + \mu_{pi}. \quad (5)$$

При дальнейшем увеличении осевой силы происходит рост горизонтальной силы резания F_p и глубины реза от PDC резца. Однако такой неустановившийся процесс при определенном уровне сил резания приводит к достижению действующих напряжений σ_i в разрушаемой горной породе предела ее твердости $H_{вд}$. [12]. Это фиксируется стабилизацией коэффициента K_{pi} , так как количественная пропорция между

силами динамического резания – осевой нагрузкой G_o и горизонтальной силой резания F_p – становится постоянной (4). Процесс резания породы переходит в режим объемной, наиболее эффективной стадии (6) [12]:

$$F_{pc} = \frac{F_p}{G_o}. \quad (6)$$

Рассмотренные закономерности изменения режимов динамического резания для нескольких разновидностей осадочных горных пород (песчаник, алевролит, аргиллит) PDC резцом подтвердились экспериментально (рис. 3) [13].

Данные результаты привели к выводу о том, что стабилизацию коэффициента сопротивления породы резанию K_{pi} в объемном режиме можно использовать для количественной оценки характеристики динамической твердости горных пород при резании $H_{вд}$ [13].

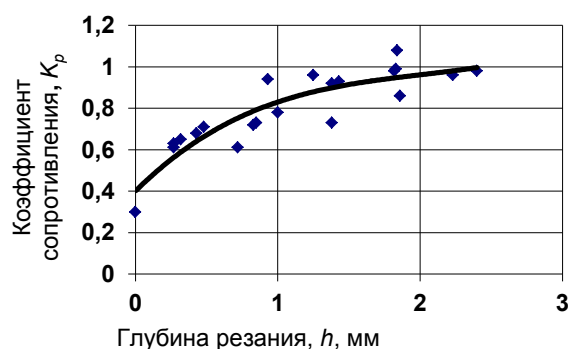


Рис. 3. Зависимость коэффициента сопротивления резанию от глубины реза в установившемся режиме резания PDC резцом [13]

Fig. 3. Dependence of the cutting resistance coefficient on the cutting depth in the steady-state cutting mode with a PDC cutter [13]

Подобную стабилизацию наблюдали в экспериментах ученых из университета Тулза [6], рассмотренную выше. Иными словами, в определенный момент рост глубины резания вследствие нарастания сил резания приводит к стабилизации количественного взаимоотношения между ними через коэффициент K_{pc} и не ведет к повышению энергетической эффективности резания. Это и было установлено авторами [6].

Исследователи Xianqun He, Chaoshui Xua [14] со ссылкой на экспериментальные исследования [15] утверждают, что при резании пород выделяются два различных режима: пластичный и хрупкий. По их мнению, при небольшой глубине резания преобладает пластичный режим; при увеличении глубины постепенно начинает преобладать режим хрупкого резания.

Глубина резания, пороговая для перехода между режимами, которую они назвали критической глубиной резания (КГР), зависит от свойств пород, геометрии установки резца и режимов резания.

Правильная оценка этой глубины, по утверждению авторов, необходима для оптимизации конструктивных характеристик породоразрушающего инструмента и режимов его эксплуатации [14].

На наш взгляд, рассуждения авторов относятся к описанному ранее многими учеными [10, 11] переходному процессу от усталостного (псевдопластичного) режима резания горных пород к объемному, наиболее эффективному режиму разрушения.

Вместе с тем группа ученых Xianqun He, Chaoshui Hua [14] на стандах исследовательского центра CSIRO, г. Перт (Австралия), выполнила значительный объем экспериментальных работ по строганию двух типов песчаников (Savonnières, Tuffeau) и изучению закономерностей силового отклика и удельной энергии резания (УЭР) при различных значениях переднего угла резца, скоростях и глубинах резания.

В определенной части результаты этих исследований подтвердили факт стабилизации коэффициента сопротивления резанию K_p [13] при определенных

уровнях сил резания горных пород, когда процесс установившегося усталостного резания переходил в эффективный объемный режим.

Результаты авторов могли бы быть значительно более информативными, если бы в экспериментах использовались расширенные диапазоны глубин резания (свыше 0,8 мм) и скоростей резания (свыше 20 мм/с).

На одном из самых современных лабораторных экспериментальных комплексов по изучению работы единичных PDC резцов университета Тулза В. Раджабов, С. Миска и др. [16] выполнили детальные исследования эффективности резания нескольких типов горных пород как в атмосферном, так и при избыточных давлениях, моделирующих забойные условия бурения.

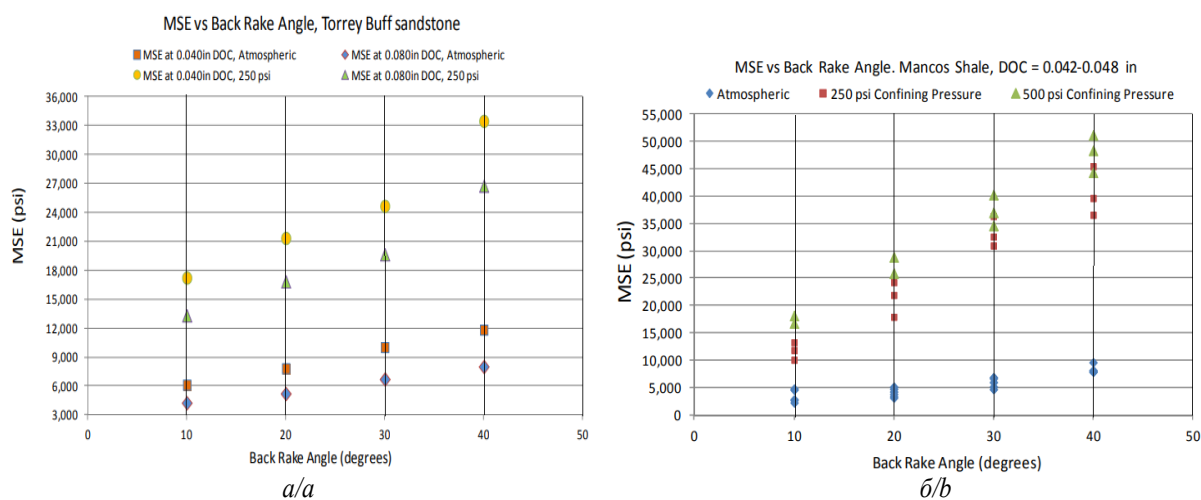


Рис. 4. Влияние переднего угла PDC резца (Back Rake Angle) на MSE (psi) при резании: а) Карфагенского мрамора; б) Mancos сланца, в атмосферных (Atmospheric) условиях и при избыточных (Confining) забойных условиях в 250 и 500 psi (по Раджабову) [16].

Fig. 4. Effect of the Back Rake Angle of the PDC cutter on MSE (psi) when cutting: a) Carthaginian marble; b) Mancos shale under, atmospheric conditions and under excessive downhole conditions of 250 and 500 psi (according to Rajabov) [16].

Результаты экспериментов показали значимое влияние переднего угла резца на величину MSE как для мрамора, так и для сланца. Причем было установлено двукратное увеличение энергии на резание мрамора, песчаника и трехкратное для сланца с изменением переднего угла с 10 до 40 градусов, как при атмосферных, так и при избыточных давлениях.

Такое различие в энергетических затратах на резание мрамора и сланца, вне зависимости от условий эксперимента, исследователи объяснили структурно-текстурными особенностями пород, связанными с их геологическим происхождением [16].

В целом же ученые пришли к выводу, что значительный рост энергетических затрат на резание различных исследованных горных пород связан с ростом всех компонентов сил резания, как горизонтальной, так и осевой, за счет увеличения контактной площадки (рис. 5).

Были также выполнены исследования влияния угла поворота резца относительно направления резания

(Side Rake Angle – SRA) в пределах от 0 до 60 градусов. На рис. 6 представлены результаты влияния угла поворота резцов на энергию резания для мрамора и сланца [16].

Как видно из графиков, имеет место малое изменение MSE при повороте резца от 0 до 30 градусов, тогда как значительное уменьшение площадки контакта с ростом SRA до 60 градусов (рис. 7) увеличивает энергетические затраты на резание пород практически в два раза.

Полезные результаты представили авторы [16] по оценке влияния углов резания (переднего и поворота) PDC резца на его «агрессивность». В механике разрушения горных пород резанием под агрессивностью понимают отношение крутящего момента на долоте (горизонтальной силы резания) к осевой нагрузке (вертикальной силе резания).

При установленных рабочих параметрах процесса резания увеличение реактивного крутящего момента на долоте считается более агрессивным.



Рис. 5. Изменение размера контактной площадки PDC реза (Cutter-rock interaction area) с ростом переднего угла (Back Rake Angle) с 10 до 40 градусов по Раджабову [16]

Fig. 5. Changing the size of the PDC cutter-rock interaction area with increasing back rake angle (Rajabov) [16]

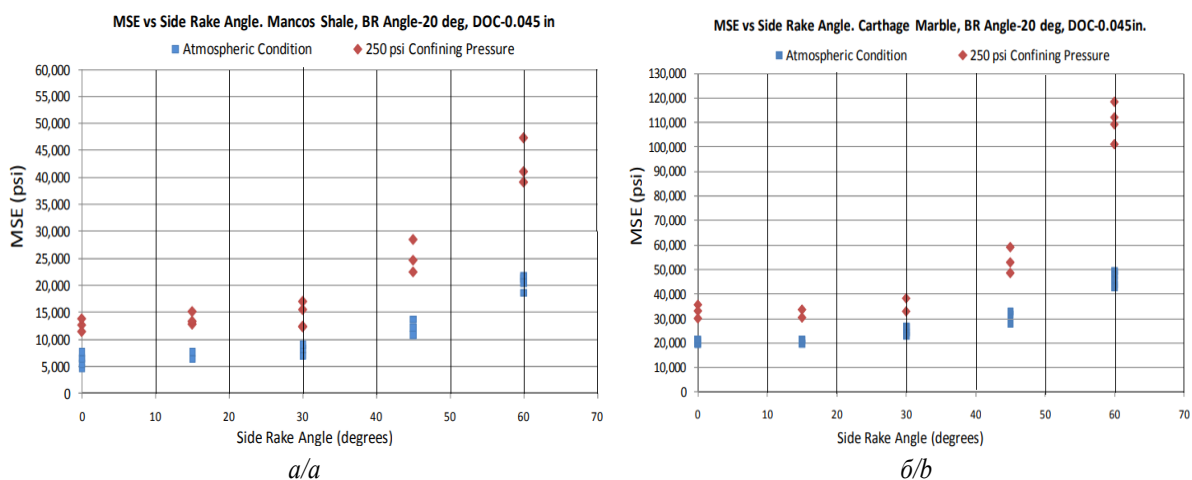


Рис. 6. Влияние угла поворота PDC резов с фаской (Side Rake Angle) на MSE при резании Mancos сланца (а), Карфагенского мрамора (б) [16] (DOC – Depth of Cut – глубина реза)

Fig. 6. Influence of the side rake angle of PDC cutters with chamfer (Side Rake Angle) on MSE when cutting Mancos shale (a), Carthaginian marble (b) [16] (DOC –Depth of Cut)

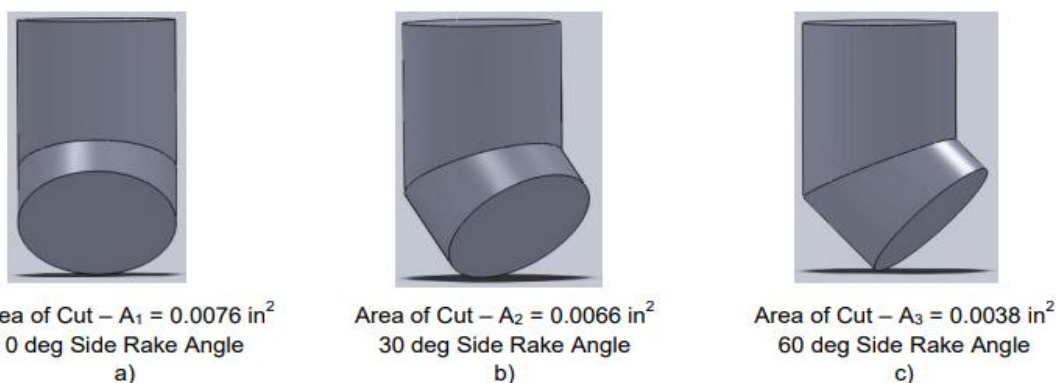


Рис. 7. Изменение площади резания (Area of cut) в зависимости от угла поворота реза (Side rake Angle); а) 0 градусов; б) 30 градусов; в) 60 градуса [16]

Fig. 7. Changing the cutting area depending on the side rake angle of the cutter [16]; a) 0 deg.; b) 30 deg.; c) 60 deg.

Из рис. 8 видно значительное увеличение сил резания и снижение агрессивности процесса с увеличением переднего угла реза для песчаника. Похожие закономерности имеют место для случая резания сланца и мрамора [16]. Однако влияние угла поворота PDC реза на агрессивность процесса резания указанных горных пород не обнаружено [16].

Представим к рассмотрению некоторые современные модели работы единичных резов PDC, которые стали очень популярными по мере того, как долота PDC получили широкое применение в бурении, и со временем начали получать все большее признание в промышленности. В некоторых исследованиях они получили название «механистических» моделей [16].

Это было в значительной степени связано с относительной простотой моделирования режущего действия

долот PDC по сравнению с моделированием вдавливания и проскальзывания зубьев шарошечных долот.

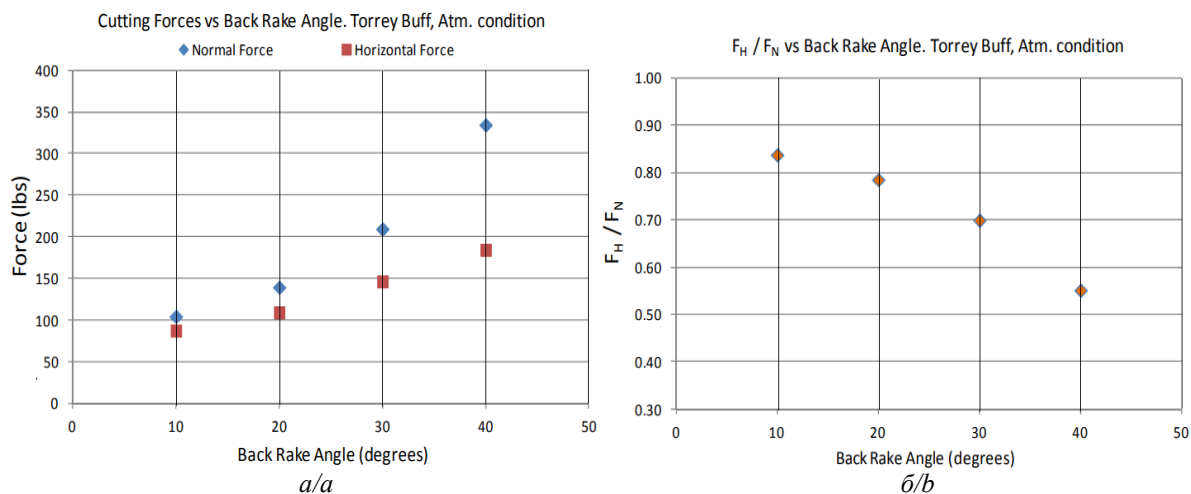


Рис. 8. Влияние переднего угла реза (Back Rake Angle) на силы резания (горизонтальная сила – F_H , вертикальная сила – F_N) и агрессивность (F_H/F_N) процесса резания песчаника Torrey Buff при атмосферных условиях по Раджабову [16]

Fig. 8. Effects of back rake angle on cutting forces (horizontal force – F_H , normal force – F_N) and aggressiveness of PDC cutter (F_H/F_N) with Torrey Buff sandstone under atmospheric condition according to Rajabov [16]

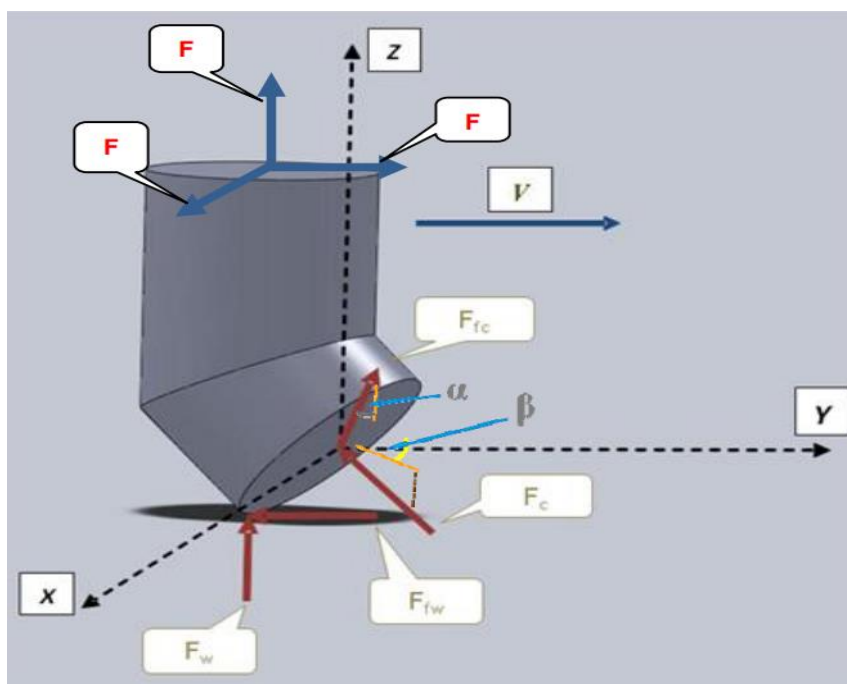


Рис. 9. Схема сил, действующих между резцом и породой в соответствии с предложенной моделью [16]. F_c – сила резания при взаимодействии резца с породой, перпендикулярная поверхности резца; F_{fc} – сила трения на границе раздела «резец–порода»; F_w – сила износа, действующая перпендикулярно площадке износа резца, плоская в нижней его части; F_{wc} – сила трения износа – действует между поверхностью износа и горной породой; F_H – горизонтальная сила резания (вдоль оси Y); F_N – осевая нормальная сила резания (вдоль оси Z); F_S – поперечная сила резания, возникающая из-за поворота резца (вдоль оси X); α , β – передний и поперечный (угол поворота) углы резца

Fig. 9. Diagram of a single PDC cutter and external forces acting on it as result of cutter–rock interaction [16]. F_c – cutting force during rock cutter interaction perpendicular to the surface of the cutter; F_{fc} – friction force at the interface «cutter–rock»; F_w – wear force acting perpendicular to the wear site of the cutter, flat in its lower part; F_{wc} – wear friction force – acts between the wear surface and the rock; F_H – horizontal cutting force (along the Y axis); F_N – axial normal cutting force (along the Z axis); F_S – transverse cutting force resulting from the rotation of the cutter (along the X axis); α , β – front and transverse (angle of rotation) angles of the cutter

В работе [16] сделана попытка разработки новой 3D механистической модели PDC взаимодействия горных пород и резца, которая включает в себя рассмотрение влияния передних углов и углов поворота резца, а также предложенного удельного коэффициента трения горных пород на силовую картину процесса резания.

Основная цель модели авторов – предсказать горизонтальную силу резания при действии заданной нормальной осевой силы, если известны передний угол наклона резца и коэффициент трения.

Модель предлагает интегрировать показатели резания горных пород всего спектра долот PDC для прогнозирования крутящего момента долота с заданным колебанием во время бурения.

Разработанная механистическая модель основана на статическом балансе сил, действующих на один резец PDC во время взаимодействия резца с породой [16].

Как показано на схеме на рис. 9, следующие внешние силы действуют на один резец во время резания породы.

Из схемы на рис. 9 возможно вычислить нормальную, горизонтальную и поперечную силы резания (7):

$$\begin{aligned} F_H &= F_C \cos \alpha \cos \beta - F_{fc} \sin \alpha \cos \beta + F_{fw}, \\ F_S &= F_C \cos \alpha \sin \beta - F_{fc} \sin \alpha \sin \beta, \\ F_N &= F_C \sin \alpha + F_{fc} \cos \alpha + F_w, \end{aligned} \quad (7)$$

где β и α – соответственно передний и поперечный (угол поворота) углы PDC резца.

После подстановки, преобразований, упрощений авторами получено выражение (8) для оценки взаимосвязи между силами (горизонтальной, осевой) резания и коэффициентом трения μ [16]:

$$F_H = F_N \cos \beta \left[\frac{1 - \mu \tan \alpha}{\mu + \tan \alpha} \right]. \quad (8)$$

Прогнозирование крутящего момента долота в соответствии с (8) может иметь, по мнению авторов, большое значение в буровых работах, поскольку некоторые важнейшие скважинные буровые инструменты, такие как буровой двигатель, бурильная колонна и компоненты забойной компоновки (bottom hole assembly – ВНА), имеют ограниченный максимальный крутящий момент.

В аналитическом исследовании Е. Вторушина, В. Доровского была применена неевклидова динамическая модель неупругих деформаций для решения динамической задачи разрушения горных пород резанием [17] (рис. 10).

В работе указано, что любое математическое описание динамического процесса резания-скалывания должно учитывать реактивную осевую силу R , действующую на режущий инструмент, описанную аналитически (1982) [7] и экспериментально подтвержденную Борисовым [18]. Авторы [17] отмечают, что сопротивление проникновению резца в породу по Борисову возрастает с линейной скоростью резца.

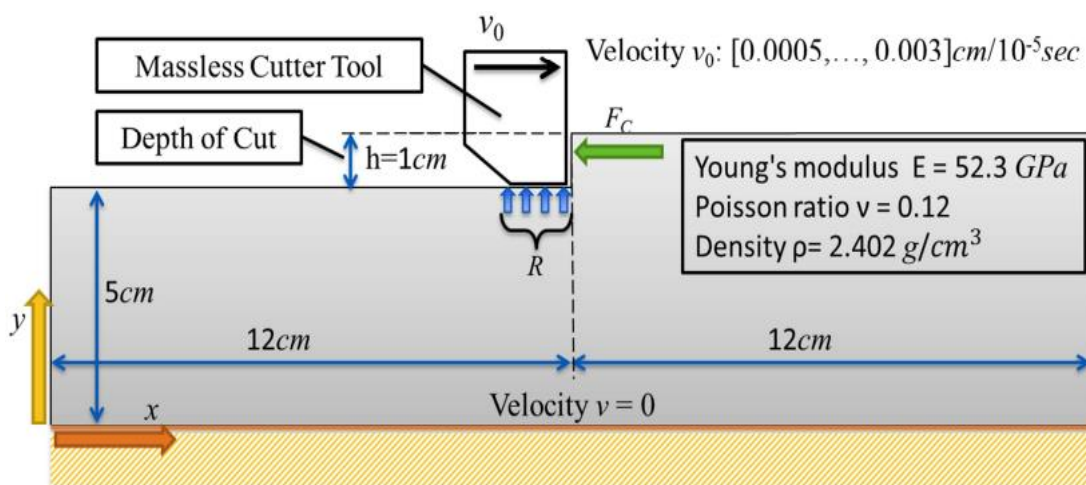


Рис. 10. Схема использования динамической модели деформаций для оценки сил резания горных пород единственным резцом [17]. R – реакция горной породы по Борисову [17]; h – глубина срезаемого слоя породы; F_c – горизонтальная сила сопротивления резанию породы; Massless Cutter Tool – модель резца; Depth of cut – глубина резания породы; Velocity v_0 – скорость перемещения резца

Fig. 10. Stair step sample of rock with moving riser face [17]. R – rock reaction according to Borisov [17]; h – cut rock layer depth; F_c – horizontal force of resistance to rock cutting; Massless Cutter Tool – cutter model; Depth of cut – rock cutting depth; Velocity v_0 – cutter movement speed

Исследованиями [17] подтверждена значимая зависимость осевой реакции и сил резания от скорости резца. Однако аналитическое исследование зависимости сил резания от глубины резания неожиданно показало, что осевая сила реакции оказалась нейтральной к изменению глубины резания, в то время как горизонтальное усилие резания, приложенное к перед-

ней грани резца, линейно зависит от глубины резания [17]. Видимо, на результат исследований по осевой силе оказало влияние использование аналитической методики моделирования деформаций.

Вместе с тем в работах [18, 19] приведены экспериментальные данные существенного возрастания осевой силы резания породы R_b при неизменной глу-

бине реза $h=\text{const}$ с увеличением скорости резания. Пример зависимости осевой силы резания от скорости движения PDC реза для песчаника представлен на рис. 11.

Данные материалы и результаты исследований других авторов [20–22] свидетельствует о зависимости твердости горных пород от времени действия механической нагрузки.

Известен целый ряд научных коллективов, которые представляли пути объяснения данного явления. В частности, интересны теоретические результаты исследователей, полученные еще в 1970-х гг. под руководством академика С.Н. Журкова. Признаваемая многими учеными фундаментальная зависимость для оценки временного поведения твердых тел под нагрузкой в соответствии с термофлуктуационной теорией имеет вид [21]:

$$\tau = \tau_0 \cdot e^{\frac{u(\sigma)}{kT}}, \quad (9)$$

где $\tau_0=10^{-13}$ с – период собственных тепловых колебаний (флуктуаций) атомов; $u(\sigma)$ – потенциальный барьер разрушения, равный $u(\sigma)=u_0-\gamma\sigma$; u_0 – энергия кристаллической решетки материала; γ – структурно-чувствительный коэффициент с размерностью объема; σ – действующее механическое напряжение; k – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура.



Рис. 11. Зависимость осевой реакции горной породы $R_{в}$ от скорости резания $v_{л}$ при постоянной величине срезаемого резцом слоя $h=\text{const}$ [18]

Fig. 11. Dependence of the axial reaction of the rock $R_{в}$ on the cutting speed $v_{л}$ at a constant value of the layer cut by the cutter $h=\text{const}$ [18]

Ленинградскими исследователями установлено, что на атомах любого твердого тела с интервалом в $\tau_0=10^{-13}$ с, который они назвали периодом собственных колебаний атомов, возникают тепловые флуктуации, которые потенциально могут снизить стабильность связей внутри твердого тела. Однако, так как процесс носит хаотичный характер, снижения стабильности и прочности твердого тела не происходит. По мнению исследователей, только внешнее механическое воздействие на твердое тело σ приводит к тому, что тепловые флуктуации начинают направленно снижать стабильность связей, а, следовательно, и уменьшать прочностные характеристики материала, преодолевая потенциальный барьер $u(\sigma)$. Время, не-

обходимое для разрушения твердого тела τ , в соответствии с (9), снижается. Чем больше величина внешней нагрузки σ , тем больше становится интенсивность направленного действия тепловых флуктуаций, снижающих стабильность связей внутри твердого тела и приводящих к снижению времени до разрушения твердого тела. Иными словами, чем больше величина внешней механической нагрузки, тем меньше время до разрушения твердого тела (9) [21]. И наоборот, чем меньше величина возмущающей силы, тем больше необходимо времени до разрушения твердого тела.

Такого объяснения зависимости прочности твердого тела от времени придерживаются все больше ученых, работающих над изучением свойств горных пород. В частности, в подтверждение работоспособности термофлуктуационной концепции в работе [22] проведены расчеты зависимости времени до разрушения кристаллического твердого тела (каменной соли) под нагрузкой от величины барьера разрушения $u(\sigma)$, снижаемого действием внешнего механического напряжения σ . Расчеты показали (рис. 12), что зависимость носит экспоненциальный характер в соответствии с выражением (9).

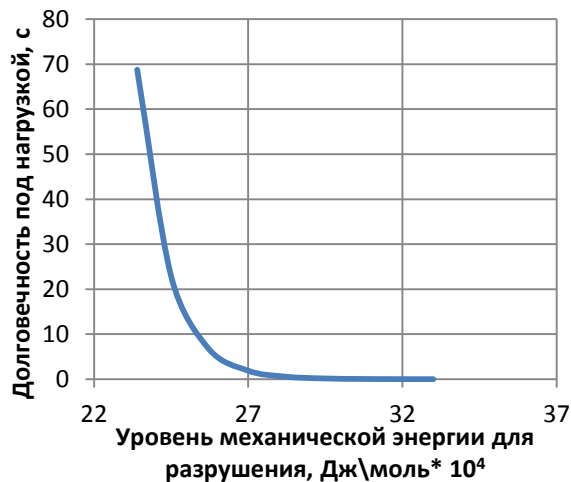


Рис. 12. Зависимость долговечности твердого тела τ от величины внешней энергии σ , снижающей потенциальный барьер разрушения [22]

Fig. 12. Dependence of the durability of a solid body τ on the value of mechanical energy σ , which reduces the potential barrier of destruction [22]

Проведенные исследования [18] также в определенной степени указывают на то, что фактическая величина твердости горных пород зависит от времени действия разрушающего напряжения или скорости перемещения режущего элемента PDC вдоль плоскости резания (рис. 23).

Указанные результаты наводят на мысль, что количественная характеристика, в частности динамическая твердость горной породы, может представлять собой не фиксированную предельную величину, а предельную временную функцию твердости $\sigma_i=\sigma(\tau)$, или $H_{в}=H_{в}(\tau)$.

Если следовать такому формату рассмотрения свойства твердости пород при работе резцов PDC, то для количественной оценки их поведения под нагрузкой необходимо построение графической зависимости сопротивления внедрению от скорости установившегося процесса резания. Тогда такие графические зависимости возможно успешно использовать в практических приложениях как для расчетов режима бурения долотами PDC, так и в целях проектирования конструкции породоразрушающих инструментов.

Необходимо отметить важный момент сложного научного развития о том, что вышеприведенные положения прямо противоречат широко признаваемой и используемой макроскопической теории разрушения горных пород. В соответствии с последней представление о твердости пород основано на том, что разрушение наступает после завершения процесса деформирования при достижении силовой нагрузки предельной прочностной величины $\sigma = \text{const}$, не зависящей от времени ее действия [10, 11]. Однако все больше практических результатов в области резания горных пород PDC резами свидетельствуют о необходимости учета времени до разрушения, от которого зависит уровень действующих сил резания [17–22].

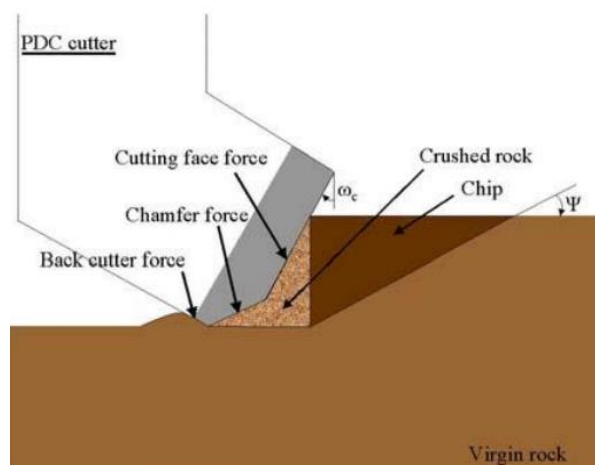


Рис. 13. Модель взаимодействия PDC реза, имеющего фаску, с разрушаемой породой [23]. ψ – угол естественного скалывания породы; ω_c – передний угол реза; Cutting face force – сила резания по передней грани реза; Chamber force – сила резания на фаске реза; Back cutter force – сила резания по задней грани реза; Crushed rock – ядро разрушенной породы; Chip – элемент скола горной породы; PDC cutter – резец; Virgin rock – образец горной породы

Fig. 13. Idealization of forces acting upon PDC cutter [23]. ψ – angle of rock natural cleavage; ω_c – cutter front angle; Cutting face force – cutting force on the front face of the cutter; Chamber force – cutting force on the cutter chamfer; Back cutter force – cutting force on the back face of the cutter; Crushed rock – core of the destroyed rock; Chip – element of rock chipping; PDC cutter – bit cutter; Virgin rock – rock sample

Ученые Парижской горной школы [23] одними из первых исследователей представили новую модель

взаимодействия в системе «PDC резец – горная порода», которая вводит в рассмотрение формируемое ядро измельченных материалов по режущей кромке (рис. 13).

Как видно из рис. 13, модель предусматривает, что усилие, приложенное к режущей грани, передается к горной породе через ядро измельченного материала. Следствием этого процесса, как установили авторы [23], является постоянный размер отделяемой от массива консоли горной породы, не зависящей от ориентации передней грани PDC реза и характеризующейся только углом естественного скола горной породы ψ .

Таким образом, передний и боковой углы (угол поворота) реза влияют на силу по режущей поверхности только посредством трения на контакте между ядром измельченного материала и поверхностью горной породы. При этом, в соответствии с рис. 5, осевая сила резания существенно зависит от площади контакта передней грани реза с ядром разрушения.

Необходимо отметить, что экспериментально наличие уплотненного ядра разрушенной породы перед передней гранью реза наблюдали и ранее исследователи по резанию горных пород. Однако детальное рассмотрение силовой картины в модели измельченных материалов перед передней гранью острого PDC реза, равно как и реза с фаской, наиболее полно представлено в работах Парижской горной школы (L. Gerbaud, S. Menand, H. Sellami) [23]. Оно обеспечивает, по мнению авторов, лучшее качество оценки сил резания, а также учитывает влияние переднего и бокового (поворота) углов (рис. 14).

Также авторы [23] представили модель деформации горных пород на задней грани реза (рис. 15). Лабораторные наблюдения показали, что часть измельченного материала ядра размещается под задней гранью реза.

Как показано на рис. 15, напряжения на задней грани реза изменяется линейно от гидростатического σ_0 давления в измельченном ядре горной породы на острие реза до нуля в конечной точке сжатия с углом α , который определяется как угол естественного скалывания и считается свойством горной породы.

Автор исследований [24] также считает необходимым изучение поведения «ядра сжатия» разрушенной горной породы перед PDC резом при его перемещении вдоль плоскости резания. Ядро сжатия породы влияет на величину и ориентацию сил резания на передней грани реза, которые зависят также и от коэффициента внутреннего трения.

По мнению автора (рис. 16), усилие R через деформированное ядро мелко разрушенной горной породы формирует напряжения, достаточные для скалывания сегмента породы впереди реза под углом естественного скалывания. Вместе с тем авторы [24], в отличие от исследователей [23], считают, что линия скалывания породы от действия ядра сжатия способна перемещаться вдоль режущей кромки реза. На этот процесс влияют размеры и геометрия ядра уплотненной породы, а также величина переднего угла наклона PDC реза.

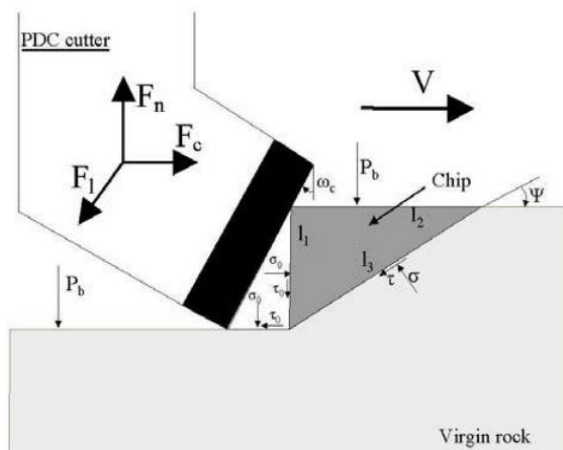


Рис. 14. Силовая картина взаимодействия реза с моделью измельченного ядра горной породы по L. Gebraud [23]. F_b, F_n, F_c – поперечная, нормальная и горизонтальная силы резания; P_b – забойное гидростатическое давление; $\tau_\sigma, \sigma_\sigma$ – касательные и нормальные напряжения в разрушенном ядре спрессованной горной породы; ω_c – передний угол реза; ψ – угол естественного скалывания горной породы; V – скорость перемещения PDC реза вдоль плоскости резания; τ, σ – касательные и нормальные напряжения по границе скола элемента горной породы (chip) с размерами l_i ; Virgin rock – образец горной породы; PDC cutter – резец

Fig. 14. Build up edge of crushed material model [23]. F_b, F_n, F_c – transverse, normal and horizontal cutting forces; P_b – downhole hydrostatic pressure; $\tau_\sigma, \sigma_\sigma$ – tangential and normal stresses in the collapsed core of compressed rock; ω_c – cutter front angle; ψ – rock natural cleavage angle; V – speed of movement of the PDC cutter along the cutting plane; τ, σ – tangential and normal stresses along the boundary of the cleavage of a rock element (chip) with dimensions l_i ; Virgin rock – rock sample; PDC cutter – bit cutter

Размеры и форма ядра сжатия при резании породы существенно зависят от их упруго-пластичных и прочностных свойств. В мягких породах перед передней гранью реза формируется слабое уплотнение, так как сегмент породы практически сразу выдавливается на свободную поверхность даже при невысоких силах резания. В породах средней прочности образуется ядро небольшого размера, обычно в виде полусферы или сегмента эллипсоида.

При этом автор [24] подчеркивает, что, когда равнодействующая сила резания R направлена под прямым углом к передней грани реза, формируется симметричное ядро уплотнения (рис. 16, а). Если равнодействующая сила R ориентирована вглубь породы (рис. 16, б), ядро сжатия теряет симметрию, проникает на большую глубину, что приводит к увеличению размера скалываемого сегмента породы. Однако, если сила R направлена к свободной поверхности резания, ядро сжатия теряет симметрию в этом же направлении забоя скважины. Это сопровождается снижением глубины реза и размера скалываемого сегмента горной породы (рис. 16, в).

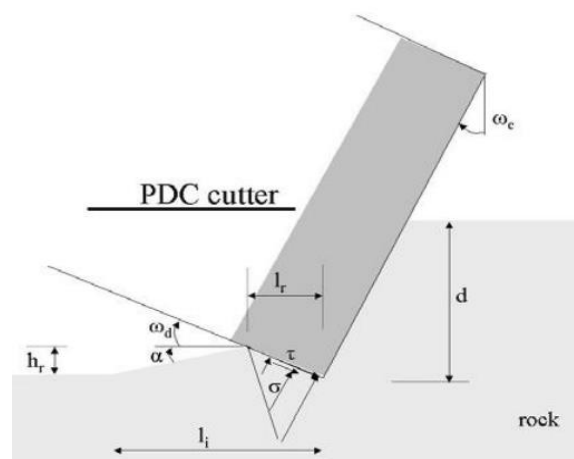


Рис. 15. Силовая картина взаимодействия острого реза с породой при перемещении части измельченного ядра на заднюю грань [23]. d – глубина резания; ω_d – задний угол реза; ω_c – передний угол реза; τ, σ – касательные и нормальные напряжения горной породы по задней грани реза; l_r – ширина реза в проекции на плоскость резания; h_r – глубина слоя породы, перемещенной на заднюю грань реза; α – угол «регрессии» породы; rock – образец горной породы; PDC cutter – резец

Fig. 15. Stress distribution upon the back cutter face [23]. d – cutting depth; w_d – cutter rear angle; w_c – cutter front angle; τ, σ – tangential and normal stresses of the rock along the rear face of the cutter; l_r – cutter width projected onto the cutting plane; h_r – depth of the rock layer moved to the rear face of the cutter; α – rock «regression» angle; rock – rock sample; PDC cutter – bit cutter

Второй и третий случай представляют неустановившийся динамический режим резания горной породы, возникающий либо из-за изменения свойств буримой породы, либо по причине снижения или повышения осевой нагрузки на PDC резец. В конечном счете в результате любых изменений глубины реза в породе всегда наступает установившийся режим резания. В этом случае равнодействующая сила резания ориентирована перпендикулярно передней грани реза.

Интересно развитие знаний в различных научных школах, в разное время работы коллективов ученых, относительно влияния геометрии установки PDC резов в корпусе долота на эффективность разрушения горных пород в процессе их резания.

Л. Гиббс установил, что при резании Jack Fork песчаника резами диаметром 32 дюйма силы резания минимальны при передних углах от 10 до 20 градусов, независимо от скорости резания [25].

Е. Гувер после проведения полноформатных испытаний буровых долот при атмосферных условиях установил, что оптимальным передним углом резов при бурении песчаника является 20 градусов, а при бурении твердых гранитов – 25 градусов, потому что при таких параметрах снижается износ и другие характеристики работы вооружения долот [26].

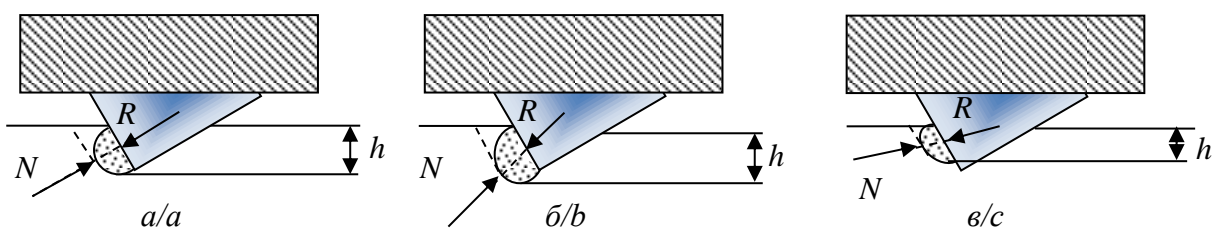


Рис. 16. Схемы трансформации ядра сжатия породы при установившемся режиме резания-скалывания (а), заглуплении реза (б) и повышении сопротивления резанию-скалыванию (в) [24]

Fig. 16. Schemes of transformation of the crushed rock under the steady cutting mode (a), deepening of the cutter (b) and increasing the resistance to cutting (c) [24]

С. Хью, продолжая полноформатные испытания четырех PDC долот с установкой в них резцов, имеющих передние углы в 7, 15, 20, 25 градусов, пришел к заключению, что угол в 20 градусов является оптимальным с точки зрения максимальных значений скорости бурения в резании сланцев [27]. С. Хью, однако, пришел к неожиданным выводам о том, что глубина реза при работе долота не влияет на количественные показатели его бурения.

Х. Карасава в результате исследований пришел к выводу, что уменьшение переднего угла PDC резца приводит к снижению скорости внедрения и оценил угол в 10 градусов как оптимальный при бурении твердых горных пород. Передний угол в 20 градусов резко снижает показатели бурения [28]. К таким же выводам независимо пришел К. Ли [29].

Л. Синор по результатам исследований установил, что при переднем угле резцов долота в 10 градусов скорость бурения Карфагенского известняка в 4 раза выше, чем при угле в 40 градусов [29].

С. Кудизер с коллегами представили на конференции в Хьюстоне результаты исследований о влиянии переднего и бокового углов единичных резцов на MSE при резании песчаников (Vosges) и известняков (Lens) [30]. Ученые показали, что при резании указанных горных пород MSE пятикратно возрастает при изменении переднего угла PDC резца с 10 до 60 градусов. С другой стороны, их результаты свидетельствовали об отсутствии влияния бокового угла резца на MSE вплоть до 45 градусов.

Как видно из краткого обзора, среди исследователей нет единого мнения о наличии оптимального переднего угла резания и обоснования его эффективно значения.

Между тем Т. Уорреном было сделано предположение, на базе цикла исследований, о важном влиянии на эффективность процесса резания горных пород PDC резцами эффекта «bit whirl» – поперечных забойных вибраций долота, которые повышают износ инструмента и снижают буримость горных пород. Этот эффект, по мнению автора, и снижает влияние малых передних углов на скорость бурения [31].

Важные результаты для понимания влияния вибраций на эффективность проходки скважины и особенности работы PDC резцов представили авторы [32, 33].

Некоторые современные пути снижения вибраций в конструкциях PDC долот рассмотрены и реализова-

ны исследовательской группой в лабораториях российского предприятия Буриртех [34].

Для борьбы с вибрациями компания Ultergo предложила конструкцию долота с торговой маркой «Counter Force» [35]. J. Silveus, A. Skinner предложили PDC резцы на торце долота устанавливать так, чтобы два соседних резца передней рабочей гранью были повернуты навстречу друг другу [35]. Это позволяет, по мнению авторов, снизить поперечные вибрации долота и негативное влияние эффекта «bit whirl».

Вызывают интерес неоднозначные по результату исследования уфимских ученых, касающиеся лабораторного моделирования работы одновременно нескольких PDC резцов, позволяющих, по мнению авторов [36], получить важные данные для проектирования режимов бурения PDC долотами. В процессе интерпретации результатов лабораторных экспериментов они предложили оценку загрузки резцов PDC при разрушении «пластично-хрупких горных пород различной твердости» проводить с использованием так называемых «относительных величин давлений вдавливания и резания», которые предлагается рассчитывать относительно пределов текучести и твердости горной породы по штампу (по методу Л.А. Шрейнера) [36].

Термин «пластично-хрупкие» горные породы, равно как и широко используемый термин «упруго-пластичные», недостаточно полно и точно характеризует сложные процессы деформации и разрушения пород при их резании PDC резцами.

Если в процессе движения резца вдоль плоскости резания порода вначале проявляет упругие деформации, то в ее характеристике, видимо, необходимо это указывать.

Далее, если при перемещении резца горная порода (таких типов пород немного) проявляет хрупкое разрушение с отделением от массива крупных обломков в пределах угла естественного скалывания, справедлив термин «упруго-хрупкая» горная порода.

Оценим поведение другой горной породы при деформировании и разрушении PDC резцом. При движении резца в установившемся режиме резания горная порода деформируется в пределах закона Гука. Затем вследствие наличия у породы объективной возможности перемещения внутренних слоев друг относительно друга (течения) без разрушения проявляется свойство пластичности.

При дальнейшем движении реза и определенном уровне напряжений в горной породе перед передней гранью реза ее частицы теряют связность и превращаются в мелко дисперсный порошок (псевдожидкость). Этот процесс под действием «ядра псевдожидкости» завершается хрупким отделением (выколом) консоли горной породы перед движущимся резцом в пределах угла естественного скалывания.

Логично такую горную породу вследствие наличия комплекса реальных деформационных процессов и последующей дезинтеграции называть «упруго-пластично-хрупкой». Подобное поведение проявляет значительный класс горных пород, слагающих геологические разрезы скважин, для бурения которых используются PDC долота.

Целесообразно рассмотреть поведение еще одного класса горных пород при их резании PDC резцом. На первом этапе перемещения реза вдоль плоскости резания вследствие особого типа внутренних связей между частицами породы не проявляются упругие деформации, а происходят перед передней гранью пластичные сдвиги внутренних слоев друг относительно друга (течение). На последующем этапе движения реза перед его передней гранью формируется ядро уплотненной породы (псевдожидкость), которое выдавливает часть массива породы, иногда в виде «сливной стружки».

Такой класс горных пород называют «пластичными горными породами», и они имеют широкое распространение в качестве объекта разрушения долотами PDC.

Вместе с тем необходимо указать на относительность такого деления горных пород по их деформационным свойствам вследствие проявления процессов их скоростного упрочнения. Изменение деформационно-прочностных свойств горных пород при различных скоростях их динамического резания долотами PDC является еще далеко не изученной областью физики разрушения твердых тел применительно к практике проектирования и эксплуатации породоразрушающих инструментов режуще-скалывающего действия [18].

Авторы [36] приводят результаты экспериментов влияния глубины реза δ на изменение площади контакта PDC реза с фаской по передней грани в вертикальной (S_g , 1, рис. 17) и горизонтальной (S_t , 2, рис. 17) проекциях.

В работе не приведен комментарий такого поведения площадей контакта. Однако из рис. 17 видно, что до определенной глубины реза – примерно 0,7 мм – передней гранью служит сама фаска. При больших глубинах резания в работу вступает алмазный слой передней грани реза и темпы роста вертикальной и горизонтальной проекций площади контакта изменяются.

Подобные выводы ранее были сделаны группой исследователей из Парижской горной школы: «Если глубина резания ниже, чем высота фаски, фаска становится режущей плоскостью с более высоким передним углом и силы, действующие на фаску, являются режущими силами по передней грани. Для,

например, угла фаски в 45° и переднего угла реза в 15° реальный отрицательный передний угол наклона реза для малой глубины резания становится 60° » [22. С. 233].

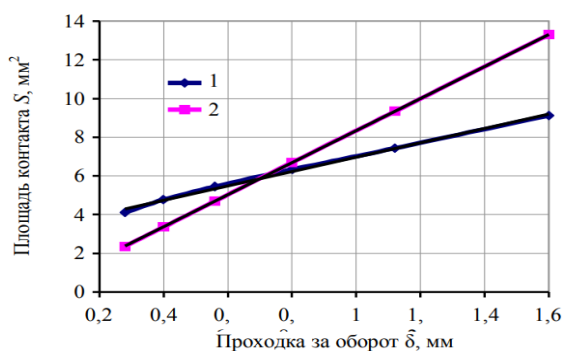


Рис. 17. Зависимость площади контакта S_g (1) и S_t (2) от проходки за оборот δ для реза с фаской ($S_g=3,71\delta+3,26$, $R^2=0,9962$; $S_t=8,29\delta+0,05$, $R^2=1$) [36]

Fig. 17. Dependence of the contact area S_g (1) and S_t (2) on the penetration per revolution δ for a chamfered cutter ($S_g=3,71\delta+3,26$, $R^2=0,9962$; $S_t=8,29\delta+0,05$, $R^2=1$) [36]

Также терминология авторов [36] по «относительным величинам давлений вдавливания и резания», которые рассчитываются из предела текучести и предела твердости горной породы по методу Л.А. Шрейнера (штампа), вызывает некоторые сомнения, т. к. эти характеристики представляют собой безразмерные величины. К примеру, относительные величины давлений вдавливания p_{go} и резания p_{to} рассчитываются исходя из предела текучести породы по штампу p_0 следующим образом (10, 11) [36]:

$$p_{go}=p_g/p_0; \quad (10)$$

$$p_{to}=p_t/p_0. \quad (11)$$

Или для расчета максимальных относительных давлений вдавливания p_{gmax} и резания p_{tmax} используют следующие формулы (12, 13) [36]:

$$p_{gmax}=p_{gmax}/p_{ш}; \quad (12)$$

$$p_{tmax}=p_{tmax}/p_{ш}. \quad (13)$$

Однако содержательная часть указанных безразмерных величин, которые правильно было бы назвать «эффективностью вдавливания» и «эффективностью резания», представляет интерес (рис. 18), т. к. они экспериментально устанавливают фактическое возрастание эффективности работы PDC резцов с ростом глубины резания до определенной ее величины, близкой в данном случае к 2 мм. Подобные по существу результаты показали эксперименты исследователей [6] (рис. 1, 2).

Также из результатов статистического анализа экспериментального материала [36] следует, что влияние проходки за оборот δ и радиуса расположения реза R в лопасти долота на «эффективность вдавливания» p_{go} (10) и «эффективность резания» p_{to} (11) существенно. Данные результаты показывают правильность выводов [18] о наличии зависимости твер-

дости горных пород при их резании PDC резами от времени действия нагрузки.

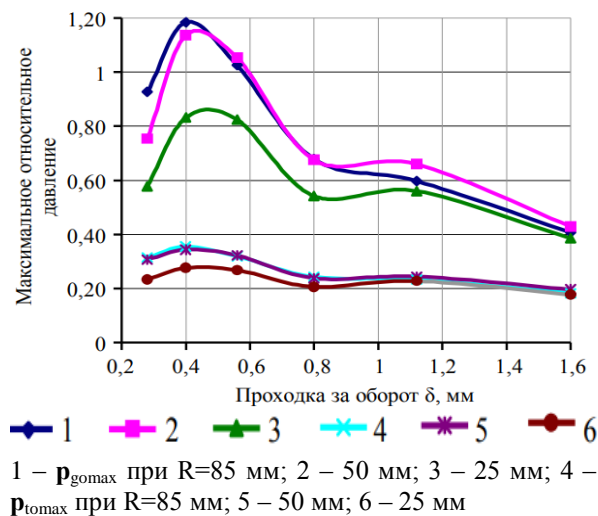


Рис. 18. Зависимости максимальных относительных давлений резов PDC при разрушении пластично-хрупкой породы (резец с острой кромкой)

Fig. 18. Dependences of the maximum relative pressures of PDC cutters during the cutting of plastic-brittle rock (a cutter with a sharp edge)

В последние годы с целью повышения эффективности разрушения более широкого спектра буримых горных пород, включая и твердые, развивается тенденция использования в PDC долотах не только резов с плоской цилиндрической передней гранью (Stratapax™, General Electric), но и конических (рис. 19) [37] (Stinger™, Schlumberger), клиновидных или гребневидных резов Axe™ и долот Axeblade™, Schlumberger (рис. 20) [37], имеющих несколько другую механику разрушения.

Однако сравнительных данных по износостойкости стандартных PDC резов и новых Stinger и Axe в литературе мало.

При работе резца PDC наиболее интенсивному изнашиванию подвергается нижняя, прижатая к забою, режущая кромка передней грани. Поэтому другая разработка Schlumberger – резы ONYX (рис. 21, б) –

позволяет рецам вращаться вокруг своей оси, тем самым используется вся кромка резца [37]. Благодаря этому повышается эффективность, снижается износ.

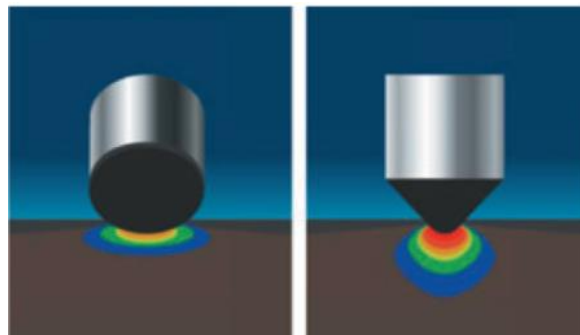


Рис. 19. Моделирование нагрузки, создаваемой Stratapax рецом и Stinger рецом

Fig. 19. Modeling of the load created by the Stratapax cutter and the Stinger cutter

Практика показывает, что по механической скорости они существенно более эффективны по сравнению с цилиндрическими [37].



Рис. 20. Внешний вид резца AXE и долота AXEBLADE

Fig. 20. Appearance of AXE cutter and AXEBLADE bit

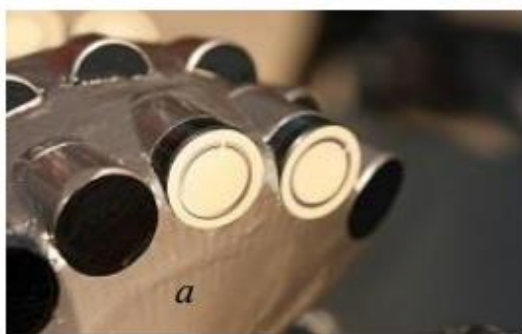


Рис. 21. Внешний вид резца ONYX-360 и лопасти долота с резами ONYX-360

Fig. 21. Appearance of the ONYX-360 cutter and the blades of the bit with ONYX-360 cutters



Резцы ONYX-360 устанавливаются в наиболее нагруженных частях торца долота, чаще всего на периферии (рис. 21, а).

Аналитических исследований, посвященных научному обоснованию предложенных выше конструктивно-технологических решений, немного [38, 39].

Однако важными, на наш взгляд, являются результаты аналитической оценки поведения резцов ONYX, размещенных на лопасти PDC долота, в процессе разрушения горных пород в скважине [40, 41]. В частности, авторы рассчитали не только частоту вращения ONYX резца для конкретных значений механической скорости бурения скважины, но и рациональные геометрические параметры лопасти PDC долота для эффективной эксплуатации резцов ONYX.

Анализируя вышеизложенный материал, можно сделать важный вывод, что многими учеными и научными школами, работавшими над изучением особенностей работы PDC долот, получены значительные результаты, раскрывающие детали взаимодействия в системах «резец–порода», «долото – горная порода», которые необходимо учитывать при проектировании режимов бурения скважин и при разработке конструкции породоразрушающих элементов PDC долот.

В частности, представлены важные результаты о влиянии геометрии и размещения резцов в PDC долоте на силовую картину резания, глубину снимаемой стружки и объем разрушаемой породы. Имеются достоверные результаты по оценке энергоемкости процесса резания горных пород PDC резцами, влиянию поведения «ядра уплотненной горной породы» на эффективность их работы.

Это исключительно полезные и важные результаты многолетней работы коллективов ученых и научных школ в области разрушения горных пород современными PDC долотами.

Вместе с тем вопросу детальной количественной оценки поведения объекта разрушения – горной породы – при работе режущих инструментов, т. е. физическим свойствам породы оказывать сопротивление внедрению и резанию, уделялось меньше внимания.

К примеру, авторы [6, 14] используют в качестве характеристики сопротивляемости горных пород резанию параметр «прочности пород на одноосное сжатие UCS (Uniaxial compressive strength). Исследователи [15] в этих целях используют показатель «твёрдости породы, измеренный при помощи индентора Викерса». Показатель статической твердости горных пород используется авторами [36]. Также встречается в рассмотрении «предел прочности породы на скалывание» на сжатие и т. д.

Все используемые, в том числе и представленные в данном анализе, показатели сопротивляемости горных пород содержат важный недостаток, связанный с тем, что методики их получения не отражают в полной мере механизма, динамики и других условий разрушения горных пород при их резании долотами PDC.

Вместе с тем чем точнее методика количественной оценки показателя твердости пород будет моделировать работу и динамику взаимодействия резцов доло-

та PDC с разрушаемой породой, тем более представительными и полезными будут результаты. Такие показатели динамической твердости можно использовать как при проектировании конструкции долот, так и при разработке режимов их эксплуатации.

В работах [7, 8, 19] получила развитие предложенная авторами методика определения «динамической твердости горной породы» $H_{вд}$, которая основана на точном моделировании процессов работы резцов долот PDC при резании и позволяет получить количественную характеристику твердости исследуемой породы после достижения объемного режима их разрушения. Это достигается путем реализации методики на лабораторном комплексе УМРГП – установке механического резания горных пород.

На рис. 22 схематически представлена конструкция и состав установки: регистрирующее силовое устройство – 3 с резцом – 1 в держателе – 2, которое размещено неподвижно на массивной плите – 4. Закрепленный в подвижном зажимном устройстве – 5 образец горной породы – 6 с помощью специального зубчатого механизма и привода от электромотора – 7 перемещается относительно резца, формируя в породе углубление (рез).

Исследуемыми образцами горных пород может служить скважинный керн различных диаметров (от 40 до 100 мм) и длиной не менее 15 см. Важно, что керн – 6 фиксируется в зажимном устройстве – 5 под определенным, небольшим по величине, но фиксированным для конкретной породы углом α к плоскости движения зажимного механизма. В качестве системы подачи керна – 7 может быть использован плунжер механического строгального станка.

Таким образом, рассмотренное техническое решение позволяет после полного прохода керна вдоль закрепленного PDC резца формировать в образце породы нарастающий по глубине «след» от срезанной горной породы от 0 до h_i .

Уникальность УМРГП заключается в том, что за один эксперимент, т. е. после формирования одного реза, удается смоделировать силовую картину динамического резания керна во всех известных режимах разрушения горных пород – от истирания до объемного режима разрушения горной породы. Последнее исключительно важно для получения необходимых силовых характеристик при расчете характеристики динамической твердости $H_{вд}$.

Силы резания, действующие на резец, осевая сила R_i и сила резания F_i регистрируются цифровым динамометром в диапазоне до 4000 Н с точностью 2 Н и после усиления сигнала записываются на компьютер – 8. Для получения достоверных статистических характеристик силовой картины резания керновый образец проворачивается в зажимном устройстве на определенный угол, примерно 5–8 градусов, и закрепляется вновь. Глубина реза фиксируется микрометром с точностью до 0,1 мм. PDC резец диаметром 13 мм фиксируется в держателе динамометра с передним углом в 10 градусов для мягких пород, 25 градусов – для пород средней прочности и 30 градусов – для более прочных пород, которые по-

добраны опытным путем, но на основе литературных рекомендаций.

Для упрощения лабораторных испытаний и интерпретации полученных данных методикой не предусматривалось использование промывочных агентов и моделирование термобарических забойных условий. Удаление стружки из резцов производилось за счет сил гравитации.

На следующем этапе, после обработки данных динамометрии, методика [18] предлагает определять характеристику твердости испытуемой горной породы путем отнесения осевой реакции R_0 , возникающей при резании керна при достижении объемного режима разрушения, и соотношения этой силы к площади контакта стандартного PDC резца с породой S_k (14):

$$H_{вд} = \frac{R_0}{S_k}. \quad (14)$$

Таким образом, схема получения и обработки исходных силовых характеристик для расчета показателя $H_{вд}$ и функции $H_{вдi}=f(V_{рез})$ не только воспроизводит работу резца PDC во всех режимах разрушения горной породы при резании, но и учитывает изменение сопротивления горной породы внедрению при соответствующем изменении скорости процесса резания $V_{рез}$.

Подчеркнем, что важным прикладным и научным аспектом предложенного в [18] метода является представление сопротивления горной породы внедрению при ее резании (твердости) как функции от скорости процесса разрушения, или скорости перемещения режущего элемента (рис. 23).

Полученная зависимость показывает масштабы времени, в течение которого разрушаемая порода находится под нагрузкой перемещающегося резца.

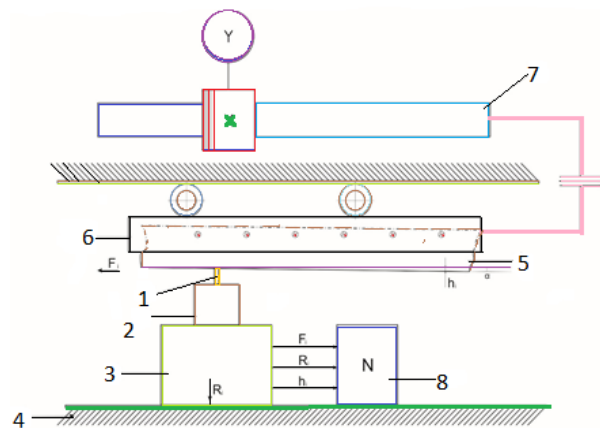


Рис. 22. Комплекс УМРГП для определения динамической твердости горных пород [18]

Fig. 22. UMRGP complex for determining the dynamic hardness of rocks [18]

В частности, для диапазона скоростей, представленных на рис. 23, при ширине контактной площадки на поверхности резания в 9 мм (глубина реза ~2 мм) этот диапазон находится в пределах от $4 \cdot 10^{-2}$ до $4 \cdot 10^{-4}$ с. Такой диапазон долговечности твердого тела под нагрузкой близок к оценке автора [20], по данным ко-

торого время статического и динамического взаимодействия находится в пределах 10^3-10^4 с.

Таким образом, в основу методики [7] положен не критерий предельной твердости горной породы, а концепция предельной прочностной функции, увязывающей статическое и динамическое ее разрушение при резании PDC элементом в единый последовательный процесс. Построение предельных прочностных функций для горных пород, слагающих разрезы нефтегазовых месторождений, позволит проектировать более эффективные режимы эксплуатации современных PDC долот и их конструкции.

Изменение прочностной характеристики разрушаемой горной породы с увеличением скорости резания влияет на результаты эксплуатации долота PDC. В частности, исследованиями показано, что с увеличением частоты вращения механическая скорость бурения при неизменной нагрузке G_0 меняется незначительно либо не меняется совсем [18, 40] и мало зависит от режима разрушения: поверхностного, усталостного или объемного.



Рис. 23. Зависимость величины динамической твердости горной породы $H_{вд}$ от скорости резания v_l при постоянной величине срезаемого резцом слоя $h=const$; ширина площадки контакта резца с горной породой на плоскости резания $\delta=9$ мм

Fig. 23. Dependence of the value of rock dynamic hardness $H_{вд}$ on the cutting speed v_l at a constant value of the layer cut by the cutter $h=const$; the width of the cutter contact area with the rock on the cutting plane $\delta=9$ mm

Увеличение объема механической работы разрушения горных пород с повышением скорости вращения долота при G_0 ограничивается снижением величины внедрения резцов в разрушаемую породу. Иными словами, проявляется процесс «выталкивания долота» за счет эффекта «динамического упрочнения» разрушаемой горной породы [18, 19].

Данный эффект представлен на рис. 24 экспериментальным результатом изменения глубины резания за оборот долотом PDC диаметром 215,9 мм при постоянной нагрузке в 3,5 тс от частоты его оборотов. При таком характере снижения глубины резания с ростом скорости вращения долота скорость бурения практически не растет.

Еще раз подчеркнем, что физической основой такого поведения горных пород под действием динамических сил резания может служить зависимость скорости распространения процесса отделения частиц породы от уровня внешнего разрушающего напряжения согласно термофлуктуационной теории С.Н. Журкова, представленной выражением (9).

Важным для понимания и оценки поведения горных пород в процессе их резания долотами PDC является констатация того факта, что время на протекание процессов разрушения ограничено конкретной скоростью перемещения резцов долота по забою, или частотой оборотов инструмента.

На основании этого необходимо признать, что увеличение линейных скоростей перемещения резцов по разрушаемой горной породе и, следовательно, уменьшение времени на процессы разрушения для сохранения глубины резания требует увеличения внешней осевой нагрузки на долото. На практике, при необходимости изменения режимов бурения скважин, так и поступают: увеличение частоты оборотов PDC долота сопровождается увеличением осевой нагрузки.

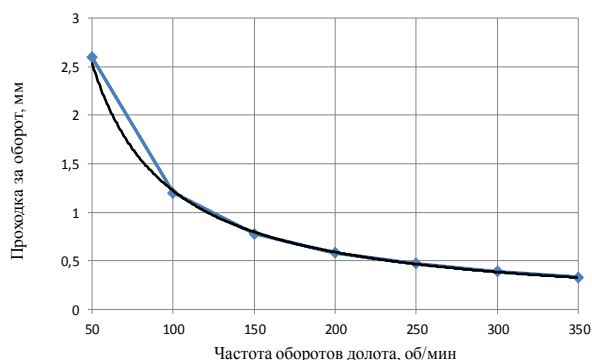


Рис. 24. Характер изменения глубины срезаемого слоя с ростом частоты оборота долота при неизменной нагрузке [18]

Fig. 24. Nature of the change in the cut layer depth with an increase in the bit rotation frequency at constant load [18]

Однако, если процесс бурения скважины идет при неизменной осевой нагрузке на долото, уменьшение времени взаимодействия резцов и породы в каждой конкретной точке разрушаемого забоя приводит к уменьшению глубины распространения дезинтеграционных процессов в монолите горной породы. Следовательно, глубина динамического резания породы для конкретной нагрузки снижается (рис. 24), что также проявляется при реальной работе инструментов PDC.

Наконец, если фиксируется неизменной глубина динамического резания, происходит возрастание реакции породы или силы, необходимой для увеличения скорости распространения разрушающих процессов в породе и сохранения объемов разрушения (рис. 12). Данный факт подтвержден экспериментально, что в определенной степени представлено в работах [16, 39].

Выводы

1. Исследования значительного числа ученых [6, 15, 18, 32] показали закономерность уменьшения энергетических затрат (MSE, УЭР), необходимых для резания породы, и рост эффективности резания с увеличением глубины резания PDC резцами с последующей стабилизацией этих характеристик. Такие изменения показателей резания связаны со сменой режимов разрушения горных пород – от режима истирания до объемного режима.
2. Среди исследователей [23–28] нет единого мнения о наличии оптимального переднего угла резания и обоснования его эффективного значения. Подчеркивается только общая закономерность роста отрицательного переднего угла PDC резца с повышением прочностных характеристик буримых горных пород от 10 до 40 градусов.
3. Наличие (постоянного или дискретного) ядра горной породы впереди движущегося PDC резца установлено практически всеми учеными по разрушению горных пород резанием. Однако рядом исследователей [23, 24] предложена конкретная модель взаимодействия в системе «PDC резец – горная порода» с рассмотрением закономерностей поведения формируемого ядра измельченных материалов по режущей кромке и влиянием его на силовую картину процесса.
4. В последние годы практика проведения буровых работ с использованием PDC долот показала использование новых разнообразных форм и конструкций композитных резцов (Axe, Sindit, Stinger, ONIX и другие), имеющих более сложный механизм взаимодействия с горной породой при резании [32, 33, 34]. Вместе с тем аналитических исследований, посвященных научному обоснованию предложенных выше конструктивно-технологических решений, немного.
5. В работах [7, 12, 13] рассматриваются предложения по использованию в процедуре проектирования параметров режима бурения скважин и конкретного долота временной функциональной характеристики твердости горных пород для работы инструментами PDC:
 - формирование технологии проектирования размещения на лопасти долота PDC нескольких режущих элементов (резцов), имеющих пропорционально путям резания различные скорости динамического процесса резания;
 - разработка принципиально новых конструкций буровых долот, исключаящих различие в степени нагружения режущих элементов, расположенных на периферии и на внутренних радиусах инструмента;
 - построение паспортов горных пород на основе временной функциональной характеристики их твердости для классификационных целей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пономарева Л. Лучшие друзья нефтяников – алмазы. PDC долота все более востребованы на российских месторождениях // Нефть и Газ ЕВРАЗИЯ. – 2012. – № 10. – С. 20–23.
2. Langeveld C. PDC Bit Dynamics // IADC/SPE. – New Orleans, Louisiana, USA, 2021. – P. 8–21.
3. A novel method for measuring and analyzing the interaction between drill bit and rock / X. Wang, Z. Wang, D. Wang, L. Chai // Measurement. – 2018. – V. 121. – P. 344–354.
4. Teale R. The concept of specific energy in rock drilling // Rock Mech. Mining Science. – 1965. – V 2. – P. 53–57.
5. Warren T., Sinor A. Drag bit performance modelling // 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. – New Orleans, LA, 1986. – P. 5–8.
6. Majidi R., Miska S., Tammineni S. Wiertnictwo // Nafta Gas. – 2011. – V. 28. – P. 1–2.
7. Борисов К.И. Методика оценки динамических прочностных свойств горных пород и эффективности процесса разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия // Бурение и нефть. – 2008. – № 1. – С. 24–27.
8. Борисов К.И. Прикладные аспекты нового научного метода оценки свойств и эффективности процесса разрушения горных пород // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 24–27.
9. Борисов К.И. Динамика работы резцов в процессе разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия типа PDC // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 161–164.
10. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1979. – 231 с.
11. Эйгелес Р.М. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1971. – 231 с.
12. Борисов К.И. Современные методы оценки сопротивления горных пород резанию-скалыванию при бурении скважин долотами PDC. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 166 с.
13. Борисов К.И. Количественная оценка важнейших силовых характеристик разрушения горных пород при резании // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – С. 38–42.
14. Xianqun He, Chaoshui Xu. Specific cutting energy as an indicator of the critical depth of transition between different modes of rock cutting // Rock Mechanics Engineer. – 2016. – V. 49. – P. 1461–1478.
15. Detournay E., Defourny P. A phenomenological model for the drilling action of drag bits // Rock Mech Min Science Geomech. – 1992. – V. 29. – P. 13–23.
16. The effects of back rake and side rake angles on mechanical specific energy of single PDC cutters with selected rocks at varying depth of cuts and confining pressures / V. Rajabov, S. Miska, L. Mortimer, E. Ozbayoglu // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. – San Diego, California, USA, 2012. – P. 28–37.
17. Vtorushin E.V., Dorovsky V.N. Cutting forces estimation with non-Euclidean model of inelastic deformations applied to rock cutting. – San Francisco: ARMA, American Rock Mechanics Association, 2017. – V. 4. – 137 p.
18. Борисов К., Рубцов В. Аналитическое исследование временной прочностной характеристики горной породы при резании-скалывании резцами PDC // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 172–180.
19. Борисов К.И. Научный метод оценки эффективности динамических процессов разрушения горных пород при бурении скважин современными инструментами режуще-скалывающего действия: дисс. ... д-ра техн. наук. – Томск, 2012. – 180 с.
20. Лавренко С.А. Обоснование параметров исполнительных органов комплекса для проведения вспомогательных выработок в условиях кембрийских глин: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2014. – 181 с.
21. Журков С., Куксенко В. Прогнозирование разрушения горных пород // Математика. Академия наук СССР. Сер. Физика Земли. – 1977. – № 6. – С. 11–25.
22. Нейштетер И.А. Кинетическая природа статического и динамического разрушения горных пород // Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Вып. 21: Межвузовский научный тематический сборник. – Екатеринбург: Уральская государственная горно-геологическая академия, 1998. – С. 53–67.
23. Gerbaud L., Menand S., Sellami. PDC-Bits: all comes from the cutter/rock interaction // École des Mines de Paris. IADC/SPE Drilling Conference. – Miami, Florida, USA, 2006. – P. 208–239.
24. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: ИНФРА-М; Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 336 с.
25. Hibbs L.E. Jr., Flom D.G. Diamond compact cutter studies for geothermal bit design // ASME, Pressure Vessel Technology. – 1978. – P. 406–416.
26. Hoover E.R., Middleton J.N. Laboratory evaluation of PDC drill bits under high-speed and high-wear conditions // Journal of Petroleum Technology. – 1981. – V. 2. – P. 2316–2321.
27. Hough C. The effect of back rake angle on the performance of small-diameter polycrystalline diamond rock bits // ANOVA Tests. Journal of Energy Resources Technology. – 1986. – V. 18. – P. 414–438.
28. Karasawa H., Misawa S. Laboratory testing to design PDC bits for geothermal well drilling // Drilling Technology ASME. – 1992. – V. 40. – P. 135–141.
29. Li X., Hood M., Xian X. Wear and damage to PDC bits // SPE 26294. – 1993. – V. 1. – P. 80–112.
30. Sinor L., Powers J., Warren T. The effect of PDC cutter density, back rake, size and speed on performance // IADC SPE. – 1998. – V. 1. – P. 306–313.
31. Coudyzer C., Richard T. Influence of the back and side rake angles in rock cutting // AADE National Technical Conference and Exhibition. – Wyndam, Houston, TX, 2005. – P. 41–56.
32. Третьяк А.Я., Борисов К.А. Классификация поломок пластин PDC, вызываемых забойными вибрациями при бурении скважин // Результаты исследований-2020. Материалы V Национальной конференции профессорско-преподавательского состава и научных работников ЮРГПУ (НПИ). – Новочеркасск, 2020. – С. 252–254.
33. Research on drilling response characteristics of two-wing PDC bit / L. Cancan, X. Zheng, G. Wang, M. Xu, Z. Li. – Xuzhou: China University of Mining & Technology, 2020. – V. 406. – 706 p.
34. Снижение вибраций в процессе бурения путем совершенствования конструкции роддолот / Р.Р. Мингазов, Г.Г. Ишбаев, А.Г. Балута, А.Ю. Драган, В.У. Ямалиев // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 14–17.
35. Drill bit: Patent 2020/0149350 A1 US. Fil. 9.11.2019; Pub. Date: 14.05.2020.
36. Трушкин О.Б., Акчурин Х.И. Давление резцов PDC на пластично-хрупкую горную породу в процессе ее разрушения // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 448–453.
37. The film premiere from Schlumberger / D. Gunich, S. Pisotskiy, V. Riabov, S. Sharafutdinov // Drilling and Oil. – 2017. – V. 1. – P. 284–298.
38. Investigation of the cross-cutting polycrystalline diamond compact bit drilling efficiency / C. Chang, Y. Yang, H. Ren, C. Cai, Y. Liu, M. Yang // Shock and Vibration. – 2021. – V. 30. – P. 15–27.
39. Warren T., Sinor L. PDC bits: what's needed to meet tomorrow's challenge // SPE. – 1994. – V. 3. – P. 279–288.
40. Нескоромных В.В., Попова М.С., Баочанг Л. Разрушение горных пород при бурении скважин алмазным буровым инструментом: монография. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2020. – 268 с.
41. Нескоромных В.В., Попова М.С., Парахонько Е.В. Разработка породоразрушающего инструмента с резцами PDC // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – 131–138.

Поступила 18.05.2022 г.

Информация об авторах

Борисов К.И., доктор технических наук, профессор отделения нефтяного дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.243.2

MODERN METHODS OF EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF ROCK DESTRUCTION BY CUTTING WITH PDC BITS

Konstantin I. Borisov,
kibor@tpu.ru

National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634504, Russia.

The relevance of the work is justified by the need to study interaction of cutting elements of modern PDC (Polycrystalline Diamond Compact) bits with rock, and, as a result, the presence of various approaches in the world scientific centers to assess the mechanism of dynamic penetration of PDC cutters into rocks during well drilling.

The purpose: detailed analysis of the current state and prospects for the development of scientific research for a comprehensive assessment of the dynamic processes of rock cutting with PDC bits.

Methods: theoretical analysis of the problems of the efficiency of rock destruction by cutters and modern PDC bits; application of mathematical and physical modeling of rock cutting processes, fluctuation theory of solid strength to describe the patterns of rock behavior during the operation of PDC cutters; comparative assessments of the study of processes and mechanisms of static and dynamic embedding when cutting rock with single elements and PDC bits, based on research conducted by the world's leading scientific schools in this field.

Results. The paper introduces the results of research conducted by the world's leading schools on various fundamental aspects of the interaction of the executive bodies of PDC bits with destructible rocks. It is revealed that many research results give a complete qualitative picture of the work of PDC drill bits. However, there are not many most important and accurate quantitative characteristics of rock cutting processes with modern PDC chisels in the scientific literature. The ways of development of new methods of increasing the efficiency of rock cutting based on more accurate methods of assessing their behavior during cutting by PDC bits are considered. One of the considered promising techniques allows us to experimentally obtain a characteristic of the «dynamic hardness of rocks», which can be successfully used for the design of drilling modes and the design of PDC bits.

Key words:

Rock cutting, oil well drilling, PDC bits, rock hardness, cutting forces, modeling rock destruction processes, bit rotation frequency, back rake angle of the cutter, side rake angle of the cutter.

REFERENCES

1. Ponomareva L. A Best Friends Petroleum man – diamonds. PDC bit more in demand in Russian fields. *Oil and Gas Eurasia*, 2012, no. 10, pp. 20–23. In Rus.
2. Langeveld C.J. PDC bit dynamics. *IADC/SPE Drilling Conference*. New Orleans, Louisiana, 2021. pp. 18–21.
3. Wang X., Wang Z., Wang D., Chai L. A novel method for measuring and analyzing the interaction between drill bit and rock. *Measurement*, 2018, vol. 121, pp. 344–354.
4. Teale R. The concept of specific energy in rock drilling. *Rock Mechanics Mining Sciences*, 1965, vol. 2, pp. 53–57.
5. Warren T., Sinor A. Drag bit performance modelling. *61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. New Orleans, LA, 1986. pp. 5–8.
6. Majidi R., Miska S., Tamminen S. Wiertnictwo. *Nafta Gas*, 2011, vol. 28, pp. 1–2.
7. Borisov K. Methodology for assessing the dynamic strength properties of rocks and the effectiveness of the process of cutting formation by cutting tool. *Drilling and oil*, 2008, no. 1, pp. 24–27. In Rus.
8. Borisov K. Applied aspects of a new scientific method for assessing the properties and effectiveness of the process of cutting rocks. *Drilling and Oil*, 2010, no. 3, pp. 24–27. In Rus.
9. Borisov K. Dynamics of the work of cutters in the process of cutting rocks by PDC tools. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 317, no. 1, pp. 161–164. In Rus.
10. Spivak A., Popov A. *Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin* [Rock cutting while drilling]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 231 p.
11. Eigeles R. *Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin* [Rock cutting while drilling]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 231 p.
12. Borisov K. *Sovremennye metody otsenki soprotivleniya gornykh porod rezaniyu-skalyvaniyu pri burenii skvazhin dolotami PDC* [Modern methods for assessing the resistance of rocks to cutting when drilling wells with PDC bits: monograph]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. House, 2013. 166 p.
13. Borisov K. Kollichestvennaya otsenka vazhneyshikh silovykh kharakteristik razrusheniya gornykh porod pri rezanii [Quantitative assessment of the most important force characteristics of rock destruction during cutting]. *Problemy nauchno-tehnicheskogo progressa v burenii skvazhin* [Problems of scientific and technological progress in drilling wells]. Tomsk, TPU Publ. house, 2004. pp. 38–42.
14. Xianqun He, Chaoshui Xu. Specific cutting energy as an indicator of the critical depth of transition between different modes of rock cutting. *Mechanics Rock Engineering*, 2016, vol. 49, pp. 1461–1478.
15. Detournay E., Defourny P. A phenomenological model for the drilling action of drag bits. *Rock Mechanics Mining Sciens Geomech*, 1992, vol. 29, pp. 13–23.
16. Rajabov V., Miska S., Mortimer L., Yu M., Ozbayoglu E. The effects of back rake and side rake angles on mechanical specific energy of single PDC cutters with selected rocks at varying depth of cuts and confining pressures. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. San Diego, California, USA, 2012. Vol. 2, pp. 37–53.
17. Vtorushin E., Dorovsky V. *Cutting forces estimation with non-Euclidean model of inelastic deformations applied to rock cutting*. San Francisco, California, USA, ARMA, American Rock Mechanics Association, 2017. pp. 1–37.
18. Borisov K., Rubtsov V. Analytical study of the time strength characteristics of rock during cutting and chipping with PDC cutters. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 325, no. 1, pp. 172–180. In Rus.
19. Borisov K. *Nauchny metod otsenki effektivnosti dinamicheskikh protsessov razrusheniya gornykh porod pri burenii skvazhin sovremennymi instrumentami rezhushche-skalyvayushchego deystviya*. Dis. Dokt. nauk [A scientific approach to evaluating effectiveness of dynamic processes of rock cutting while drilling wellbores using modern cutting tools. Dr. Diss.] Tomsk, 2012. 180 p.
20. Lavrenko S.A. *Obosnovanie parametrov ispolnitelnykh organov kompleksa dlya provedeniya vspomogatelnykh vyrabotok v usloviyakh kembriyskikh glin*. Dis. Kand. nauk [Substantiation of

- the parameters of the executive bodies of the complex for carrying out auxiliary workings in the conditions of Cambrian clays. Cand. Diss.], St. Petersburg, 2014. 181 p.
21. Zhurkov S. Kuksenko V. Predicting the destruction of rocks. *Math. USSR Academy of Sciences, Ser. Physics of the Earth*, 1977, no. 6, 11 p. In Rus.
 22. Neishteter I. Kineticheskaya priroda staticheskogo i dinamicheskogo razrusheniya gornykh porod [Kinetic nature of static and dynamic destruction of rocks]. *Sovershenstvovanie tekhniki i tekhnologii bureniya skvazhin na tverdye poleznye iskopaemye. Vyp. 21. Mezhhuzovskiy nauchnyy tematicheskyy sbornik* [Improving the technique and technology of drilling wells for solid minerals. Issue 21: Interuniversity scientific thematic collection]. Yekaterinburg, Ural State Mining and Geological Academy Publ., 1998. pp. 53–67.
 23. Gerbaud L., Menand S., Sellami H. PDC-bits: all comes from the cutter/rock interaction. *École des Mines de Paris, IADC/SPE Drilling Conference*. Miami, Florida, USA, 2006. pp. 21–23.
 24. Neskornomykh V., Borisov K. Analytical study of the established depth of cutting during the destruction of rock by PDC cutters. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 191–195. In Rus.
 25. Hibbs L., Flom D. Diamond compact cutter studies for geothermal bit design. *ASME, Pressure Vessel Technology*, 1978, vol. 3, pp. 406–416.
 26. Hoover E., Middleton J. Laboratory evaluation of PDC drill bits under high-speed and high-wear conditions. *Journal of Petroleum Technology*, 1981, vol. 3, pp. 2316–2321.
 27. Hough C. The effect of back rake angle on the performance of small-diameter polycrystalline diamond rock bits. *ANOVA Tests. Journal of Energy Resources Technology*, 1986, vol. 18, pp. 414–438.
 28. Karasawa H., Misawa S. Laboratory testing to design PDC bits for geothermal well drilling. *Drilling Technology, ASME*, 1992, vol. 40, pp. 135–141.
 29. Li X., Hood M., X. Xian Wear and Damage to PDC bits. *SPE 26294*, 1993, vol. 1, pp. 80–112.
 30. Sinor L., Powers J., Warren T. The effect of PDC cutter density, back rake, size and speed on performance. *IADC, SPE*, 1998, vol. 1, pp. 306–313.
 31. Coudyzer C., Richard T. Influence of the back and side rake angles in rock cutting. *AADE National Technical Conference and Exhibition*. Wyndam, Houston, TX, 2005, pp. 41–56.
 32. Tretyak A.Ya., Borisov K.A. Klassifikatsiya polomok plastin PDC, vyzvayemykh zaboynymi vibratsiyami pri burenii skvazhin [Classification of PDC plate fractures caused by downhole vibrations during well drilling]. *Rezultaty issledovaniy-2020. Materialy V Natsionalnoy konferentsii professorsko-prepodavatel'skogo sostava i nauchnykh rabotnikov YuRGPU (NPI)* [Research results-2020. Materials of the V National Conference of the teaching staff and researchers of the YRSPU (NPI)]. Novocherkassk, 2020. pp. 252–254.
 33. Cancan Liu, Xigui Zheng, Gang Wang, Mengbin Xu, Zhishang Li. *Research on drilling response characteristics of two-wing PDC Bit*. Xuzhou, China, China University of Mining & Technology, 2020. Vol. 406, 706 p.
 34. Mingazov R.R., Ishbaev G.G., Baluta A.G., Dragan A. Yu., Yamaliev V.U. Reducing vibrations while drilling by improving the design of the bit. *Drilling and oil*, 2021, no. 4, pp. 14–17. In Rus.
 35. Silveus J., Skinner A. *Drill bit*. Patent 2020/0149350 A1 US, 2020.
 36. Trushkin O., Akchurin H. Pressure of PDC cutters on plastic-brittle rock in the process of its cutting. *Notes of the Mining Institute*, 2020, vol. 244, pp. 448–453. In Rus.
 37. Gunich D., Pisotskiy L., Riabov V., Sharafutdinov R. The film premiere from Schlumberger. *Drilling and Oil*, 2017, vol. 1, pp. 25–28.
 38. Chun-Liang Zhang, Ying-Xin Yang, Hai-Tao Ren, Can Cai, Yong Liu, Ming Yang. Investigation of the cross-cutting polycrystalline diamond compact bit drilling efficiency. *Shock and Vibration*, 2021, vol. 30, pp. 15–27.
 39. Warren T., Sinor L. PDC bits. What's needed to meet tomorrow's challenge. *SPE*, 1994, vol. 3, pp. 279–288.
 40. Neskornomykh V., Popova M., Baochang L. *Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin almaznym burovym instrumentom. Monografiya* [Destruction of rocks when drilling wells with a diamond drilling tool. Monography]. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 2020. 268 p.
 41. Neskornomykh V., Popova M., Parakhonko E. Development of a rock-breaking tool with PDC cutters. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 131–138. In Rus.

Received: 18 May 2022.

Information about the authors

Konstantin I. Borisov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 624.1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ КРЕМНИЕВОГО ПРОИЗВОДСТВА В КАЧЕСТВЕ ДОБАВОК, УЛУЧШАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Буглов Николай Александрович¹,
bna@istu.edu

Бутакова Любовь Александровна²,
lyubov.elizarova.89@bk.ru

Шакирова Эльвира Венеровна¹,
viva160@mail.ru

Аверкина Елена Владимировна¹,
averkina.l@yandex.ru

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

² ООО «Центр цементирования скважин»,
Россия, 629300, г. Новый Уренгой, ул. Магистральная, Западная промзона, панель Д.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью решения проблемы межколонных давлений, возникающих в зацементированном кольцевом пространстве скважин. Проблема привлекает к себе пристальное внимание нефтегазодобывающих компаний и ученых, потому что такое осложнение создает ситуацию загрязнения окружающей среды. Это может привести к нарушению эксплуатации скважины, образованию грифонов, взрывам и пожарам. В настоящее время многие нефтегазовые компании сталкиваются с такой проблематикой, как явление межколонных давлений в зацементированном кольцевом пространстве скважин. Такое осложнение создает ситуацию техногенных скоплений флюида в приустьевой части самой скважины и в низинах рельефа дневной поверхности близлежащих территорий, в том числе в водоемах. В период всей «жизни» скважины, начиная с этапа первичного вскрытия нефтегазовых пластов, могут образовываться каналы, способствующие возникновению межпластовых перетоков, примерно до 40 % всех вводимых в эксплуатацию скважин имеют подобный брак. Особенно остро стоит проблема при цементировании в условиях невысоких гидродинамических давлений и низких температур, в неустойчивых трещиноватых породах.

Цель: исследовать и определить возможность использования отходов производства ООО «РУСАП ИТЦ» в качестве модифицирующей добавки к изоляционным смесям, используемым в условиях, характерных для месторождений Восточной Сибири.

Объекты: тампонажный раствор на основе цемента ПЦТ I-G-CC-1 с добавкой микрокремнезема МК-65 и МК-85, применяемый на месторождениях Восточной Сибири.

Методы: инструментальные методы определения параметров цементных растворов для тампонирующей скважин по ГОСТ 26798.1-96 и ГОСТ 310.3-76, обработка результатов и их оценка в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011.

Результаты. Изучены и описаны физико-химические характеристики микрокремнезема конденсированного МК-65 и МК-85, дана описательная характеристика портландцемента тампонажного типа ПЦТ I-G-CC-1, приготовлены тампонажные смеси с добавлением облегчающих добавок МК-65 и МК-85, проведены сравнительные исследования приготовленных растворов по технологическим параметрам при температуре 22 °С. Установлено, что применение микрокремнезема МК-65 и МК-85 позволяет снизить такие показатели, как плотность, водоотделение и фильтрация тампонажного раствора, при увеличении прочностных показателей камня. Результаты исследования показали существенное улучшение технологических показателей тампонажного раствора (каменя). Применение данного вещества без повышения плотности раствора существенно снижает такие показатели, как водоотделение и фильтрация тампонажного раствора, а также увеличиваются прочностные свойства цементного камня.

Ключевые слова:

Портландцемент, тампонажный раствор, цементный камень, микрокремнезем, прочность, водоотделение, фильтрация.

Введение

Основной целью крепления стенок скважины обсадными колоннами и дальнейшее цементирование является надежная изоляция затрубного пространства [1, 2]. При некачественном выполнении этих работ нарушается существующий природный баланс раздельного залегания различных флюидосодержащих комплексов горных пород, в связи с чем появляется вероятность межпластовых перетоков жидких и газобразных полезных ископаемых и их миграции на поверхность [3–5]. Для возникновения данных переме-

щений необходимо наличие каналов фильтрации и «движущей силы», инициирующей поток углеводородного сырья [4].

Каналы, способствующие возникновению межпластовых перетоков, могут образовываться в период всей «жизни» скважины, начиная с этапа первичного вскрытия нефтегазовых пластов до полной её ликвидации. К основным технологическим операциям, в результате проведения которых в скважине образуются такие артерии, можно отнести процесс прокачки тампонажного раствора в заколонное пространство и период ожидания его затвердевания [6].

Крепление обсадных труб при полном соответствии цемента стандартам качества, а технологического процесса всем нормам, не всегда можно считать успешным. Особенно если процесс цементирования производится в неуплотненных, трещиноватых породах, требующих снижения гидростатического давления на стенки скважины. Ненадежная изоляция заколонного пространства, приводящая к образованию каналов в тампонажном камне, может возникнуть еще в цементном растворе вследствие снижения его плотности, в результате низкой седиментационной устойчивости последнего, высоких показателей водоотделения и фильтрации. Велика вероятность образования путей миграции при переходе раствора из жидкого состояния в твердый камень, сопровождающемся падением гидростатического давления в затрубном пространстве ниже пластового, что провоцирует проникновение флюида в еще незатвердевший гелеобразный материал [7, 8].

При высокой проницаемости цементного камня микроразрывы в нем формируются наиболее активно в случаях: технологических операций в скважине; механического воздействия на колонну при последующем углублении скважины; опрессовки колонн; перфорации скважины; гидравлического разрыва пласта; термической обработки ствола в процессе капитального ремонта; воздействия агрессивной коррозионной среды в процессе эксплуатации скважины [5, 9].

Обеспечение высокой герметичности скважины требует прежде всего управления физико-механическими показателями всех участников этого процесса, а именно снижением водоотделения и фильтрации и повышением седиментационной устойчивости тампонажного раствора; редуцирование проницаемости и рост прочностных характеристик цементного камня способствуют увеличению долговечности крепи обсадных колонн [10].

Добиться высокой герметичности крепи скважины раствором низкой плотности можно с помощью управляемого снижения водоотделения и фильтрации, повышения седиментационной устойчивости тампонажного раствора, редуцирования проницаемости, а также роста прочностных характеристик цементного камня [10].

Методами снижения плотности цементного раствора являются следующие технологические приемы и способы: повышение водоцементного отношения; применение армирующих и «водопотребляющих» органических наполнителей; ввод облегчающих газонаполненных материалов и аэрирование тампонажного раствора [6–13].

Дисперсное армирование увеличивает прочность камня за счет повышения стойкости цемента к динамическим нагрузкам. Ввод армирующих материалов в тампонажный раствор является очень сложной процедурой, требующей дополнительного оборудования. Кроме того, рядом специалистов доказано негативное влияние асбестового волокна на дыхательную систему человека [10, 12].

Аэрированные тампонажные растворы создают путем обработки обычного химическими реагентами, вызывающими его вспенивание, а также при смешивании

последнего с азотом и ПАВ до получения устойчивой пены. Снижение плотности тампонажного раствора с помощью аэрирования химическими реагентами отличается не только высокой надежностью получаемой устойчивой пены, но и высокой стоимостью, а также ограничением глубины крепления обсадных колонн до 1200 м по вертикали [10–12].

В настоящее время наиболее эффективными методами снижения плотности цементного раствора являются алюмосиликатные микросферы (АСМ) и полые стеклянные микросферы разных исполнений [13]. Растворы, имеющие в своем составе микросферы, имеют ряд недостатков: седиментационную неустойчивость, негативную реакцию на повышение давления (схлопывание), некоторые из них неустойчивы к хлоридам кальция CaCl_2 , а также высокую стоимость.

Основным способом уменьшения удельного веса цементного раствора на сегодняшний день остается увеличение водотвердого отношения [7, 8]. Увеличение воды в его составе приводит к снижению качества цементирования колонн за счет роста водоотделения, времени загустевания, сроков схватывания и водоотдачи раствора, а также уменьшения прочности камня [8]. В силу этого для управления показателями смеси используются добавки различного генезиса. В качестве дополнительных химических реагентов могут вводиться регуляторы сроков схватывания, «водопотребляющие» материалы, органические вещества, купирующие водоотдачу тампонажного раствора и упрочняющие агенты и др. [10]. Подобные добавки применяются как отдельно, так и совместно с другими, что приводит к дополнительным расходам средств на строительство скважин. Использование химических составляющих, помимо положительного влияния на исследуемый показатель, сопровождается сопутствующим воздействием на все физико-механические показатели раствора – камня. Практическая эксплуатация ряда полимеров, сокращающих водоотдачу и фильтрационные потери, способствует ускорению времени загустевания и сроков схватывания цементного раствора.

Анализируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что снижение плотности тампонажного раствора приводит к проблемам, связанным с ухудшением его технологических свойств.

Основываясь на вышесказанном, авторы статьи поставили цель – исследовать и разработать рецептуры цементных растворов с облегчающими добавками, не снижающими качество основных параметров раствора, а также определить влияние добавок микрокремнезема марок МК-65 и МК-85 на технологические свойства цементной смеси и ее камня при температуре 22 °С.

В данной публикации представлены описания и характеристики некоторых предложенных добавок, входящих в состав цементных растворов для цементирования скважины, которые в дальнейшем позволят решать задачи по сокращению объемов дорогостоящих химических реагентов, используемых при приготовлении тампонажных растворов, и получению эффективных рецептур.

Объект и методика исследования

В лаборатории буровых растворов и крепления скважин Иркутского национального исследовательского технического университета были проведены исследования на предмет возможности использования отходов производства ООО «РУСАЛ ИТЦ» для улучшения технологических показателей тампонажного раствора. За основу был взят портландцемент тампонажный типа ПЦТ I-G-CC-1 с повышенным до 0,5 водоцементным отношением, используемый для крепления колонн в условиях, приближенных к Ярактинскому нефтегазоконденсатному месторождению.

Портландцемент тампонажный ПЦТ I-G-CC-1 разработан в Американском нефтяном институте для крепления скважин в условиях высокой сульфатной агрессии. Данный цемент относится к бездобавочным, с нормируемым водоцементным отношением, равным 0,44, по ГОСТ 1581-2019.

В строительные и тампонажные цементы с целью снижения нагрузки на экологию, экономии сырья и облегчения растворов начали вводить кремнийсодержащие золы и шлаки. Материалы с большим содержанием кремния принято называть пуццолановыми [12, 13].

В качестве модифицирующего вещества был рассмотрен микрокремнезем конденсированный марок МК-65 и МК-85. Установлено, что кремнезем влияет на процессы гидратации и структурообразования в цементном тесте, и в конечном счете на структуру затвердевшего цементного камня. Вводится в цементный раствор для крепления скважин в условиях высоких забойных температур в виде грубодисперсного и молотого песка [14, 15]. В данном направлении проводится достаточно много исследований. Микросилика, как добавка в цементный материал, показала хорошие результаты, что отмечается рядом исследователей [16–20].

Микрокремнезем (МК) – кремнезем техногенного происхождения, образующийся попутно в результате конденсации из газовой фазы при выплавке кремниевых сплавов и характеризующийся содержанием аморфного кремнезема с развитой удельной поверхностью, способен активно взаимодействовать с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в ходе гидратации цемента. Диоксид кремния, находясь в аморфном состоянии, является главным компонентом микрокремнезема. Аморфное состояние позволяет растворять кремний во многих органических растворителях (за исключением алифатических углеводородов), но изотактический кристаллический полимер нерастворим в большинстве органических жидкостей.

Для представления природы материала в табл. 1 показаны физико-механические свойства микрокремнезема МК-65 и МК-85, произведенного ООО «РУСАЛ ИТЦ».

В соответствии с ГОСТ 58894-2020 микрокремнезем представляет собой очень мелкие сферические частицы размером менее 1 мкм, что в несколько раз меньше среднего размера зерна цемента (примерно 15–20 мкм). На рис. 1 представлены частицы МК-

65 и МК-85, рассмотренные на электронном поляризационном микроскопе прямой конструкции Axio Lab.A1 в объективе с окуляром 10×20 мм.

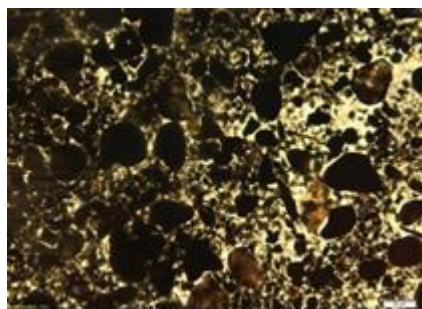
Таблица 1. Физико-химические показатели микрокремнезема конденсированного МК-65 и МК-85

Table 1. Physicochemical indicators of condensed silica fume MS-85 and MS-65

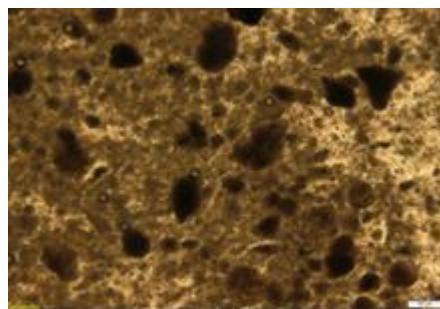
Показатель Indicator	МК-85 MS-85	МК-65 /MS-65
Внешний вид Appearance	Ультрадисперсный порошок серого цвета Ultrafine gray powder	
Индекс активности, %, не менее Activity index, %, not less	95	90
Насыпная плотность микрокремнезема конденсированного сухих форм, кг/м ³ Bulk density of microsilica of condensed dry forms, kg/m ³	150–250	
Удельная поверхность, м ² /кг, не менее Specific surface, m ² /kg, not less	12000	
Массовая доля в пересчете на сухой продукт, %, не менее Mass fraction in terms of dry product, %, not less	97	
Массовая доля воды, %, не более Mass fraction of water, %, not more	3	
Массовая доля диоксида кремния (SiO ₂ , %, не менее) Mass fraction of silicon dioxide (SiO ₂ , %, not less)	85	65
Массовая доля оксида кальция, %, не более Mass fraction of calcium oxide, %, not more	3	5
Массовая доля серного ангидрида, %, не более Mass fraction of sulfuric anhydride, %, not more	0,6	
Массовая доля свободных щелочей (Na ₂ O, K ₂ O), %, не более Mass fraction of free alkalis (Na ₂ O, K ₂ O), %, not more	2	

МК-65 состоит из «песчинок» очень незначительных размеров, при этом некоторые из них представляют собой скопление еще более мелких. Так, например, крупница, которая на первый взгляд кажется цельной и единой, на самом деле состоит из множества других более тонких составляющих и напоминает кварцевый песок (рис. 1, а). Изучение образца показало, что структура частиц, составляющих микрокремнезем, по блеску и форме напоминает структуру металла. МК-85 состоит из еще более мелких частиц порошка (рис. 1, б), легко сцепляющихся между собой. На песчинках нет или плохо видны металлические оболочки стружки.

Микрочастицы кремнезема сферической формы могут заполнять пустоты между более грубых цементных частиц и заменять некоторое количество воды между зёрнами цемента. Таким образом, при применении МК следует ожидать снижения растекаемости и водоотделения тампонажного раствора и увеличения прочности и долговечности тампонажного камня [9].



a/a



б/б

Рис. 1. Микрокремнезем конденсированный: а) МК-65 (10×20); б) МК-85 (10×20)
Fig. 1. Condensed silica fume: a) MS-65 (10×20); b) MS-85 (10×20)

Растекаемость, время загустевания, прочность на изгиб и сжатие замерились в соответствии с ГОСТ 26798.1-96. Плотность и фильтрация тампонажного раствора определялись согласно API 10В.

Обработка результатов и их оценка были произведены в соответствии с ГОСТ Р 8.736- 2011.

Результаты исследования и их обсуждение

При реализации плана исследований, во всех случаях, введение и увеличение концентрации микрокремнезема обеих марок в тампонажном растворе существенно снижало его растекаемость, о чем свидетельствует кривая, представленная на рис. 2. Граничная технологическая величина показателя растекаемости принята в пределах 200 мм, так как более высокие значения будут вызывать высокие сопротивления движению смеси в процессе крепления при более низких значениях данного показателя. Для оценки влияния микрокремнезема на параметры раствора и формирования цементного камня максимальная концентрация добавок МК-65 и МК-85 составила 14 и 8 % соответственно.

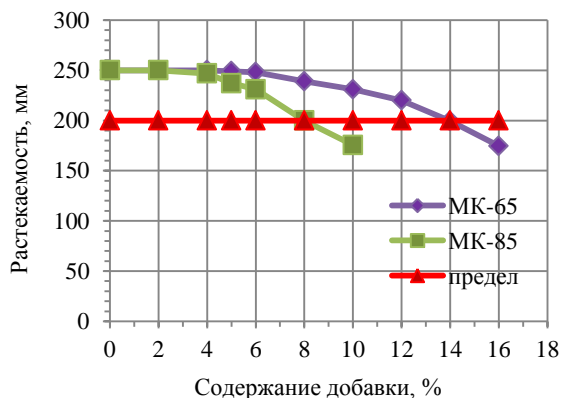


Рис. 2. Зависимости растекаемости тампонажного раствора от количества добавки
Fig. 2. Cement slurry flowability dependences on additive amount

Проведенные исследования загустевания цементного раствора показали пропорциональное увеличение начальной консистенции раствора с введением в него наполнителя в среднем с 20 до 35 Вс.

Рост водоцементного отношения тампонажного раствора негативным образом сказывается на его водоотделении и фильтрации, а применение микро-

кремнезема, как и предполагалось выше, должно положительно влиять на указанные параметры. Результаты исследования воздействия микрокремнезема на водоотделение представлены на рис. 3, из которого видно, что предложенная добавка МК-65 при концентрации 14 % снижает изучаемый показатель до 90 %, а МК-85 при 8 % – вплоть до 100 %. Высокая дисперсность микрокремнезема, распределяясь по всему объему раствора, позволяет заполнять пространство между зернами цемента, повышая седиментационную устойчивость раствора, снижая усадку цемента.

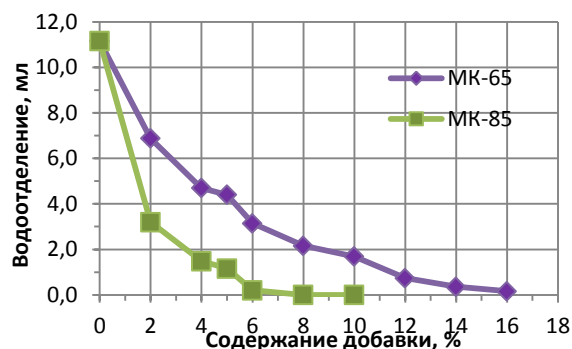


Рис. 3. Зависимости водоотделения тампонажного раствора от количества добавки
Fig. 3. Dependences of cement slurry water separation on additive amount

Изменение фильтрации тампонажного раствора от содержания микрокремнезема показано на рис. 4. Так, ввод 14 % МК-65 уменьшает ее на 32 %, а 8 % МК-85 – на 68 %.

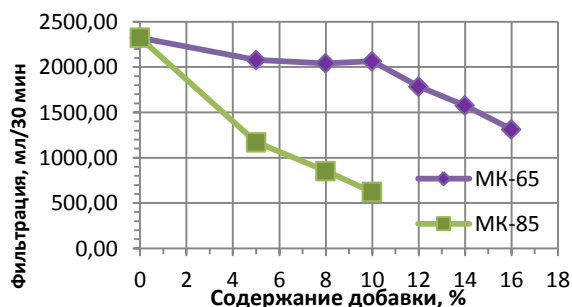


Рис. 4. Зависимости фильтрации тампонажного раствора от количества добавки
Fig. 4. Grouting slurry filtration versus additive amount

Плотность приготовленного тампонажного раствора без кремнезема при водоцементном отношении 0,5 составляла 1,84 г/см³. При введении в раствор добавок МК-65 и МК-85 в концентрациях от 2 до 12 % наблюдалось незначительное увеличение плотности до 1,85 г/см³, что позволяет избежать осложнений в виде гидроразрыва пласта во время ее прокачки на проектный интервал скважины.

Насыпная плотность сухих форм конденсированного микрокремнезема составляет 150–200 кг/м³ (табл. 1), а его удельный вес равен 2600 кг/м³. В процессе исследования влияние добавок на плотность смеси оказалось несущественным (не более 0,01 г/см³), что позволяет избежать осложнений в виде гидроразрыва пласта во время ее прокачки на проектный интервал скважины.

Для определения прочности цементного камня на сжатие и на изгиб приготовленные цементные балочки выдерживались 2 суток: первые сутки при температуре 22 °С, вторые сутки в воде в термокамере при тех же температурных условиях.

Таблица 2. Предел прочности при сжатии цементного камня на основе ПЦТ I-G-CC-1 с добавлением модифицирующих добавок М-65 и МК-85

Table 2. Compressive strength of cement stone based on PCT I-G-CC-1 with the addition of modifying additives MS-65 and MS-85

№ п/п	Добавка, % Additive, %	МК-65/MS-65		МК-85/MS-85	
		$\sigma_{сж}$, МПа $\sigma_{со}$, МПа	Увеличение прочности, % Strength increase, %	$\sigma_{сж}$, МПа $\sigma_{со}$, МПа	Увеличение прочности, % Strength increase, %
1	–	9,60	–	9,60	–
2	2	11,27	17	12,93	35
3	4	11,99	25	14,40	50
4	5	11,73	22	15,41	61
5	6	12,49	30	16,58	73
6	8	12,02	25	17,72	85
7	10	12,79	33	19,87	107
8	12	12,70	32	–	–
9	14	13,85	44	–	–
10	16	14,45	51	–	–

Примечание: В п/п. 1 указаны значения параметров тампонажного раствора ПЦТ I-G-CC-1 без добавления микрокремнезема; $\sigma_{сж}$, МПа – предел прочности цементного камня на сжатие.

Note: In p/p. 1 the values of the parameters of the grouting solution of PCT I-G-CC-1 without the addition of microsilicon are indicated; $\sigma_{со}$, МПа – the compressive strength of cement stone.

Зависимость предела прочности при сжатии цементного камня от количества реагента наглядно иллюстрирует табл. 2, из которой следует, что:

- введение в тампонажный раствор в рекомендуемых концентрациях диоксида кремния стабильно повышает значение изучаемого параметра;
- 14 % концентрация МК-65 обеспечивает рост прочности на 44 %, а 8 % МК-85 соответственно на 85 %;
- растекаемость смеси при указанном содержании кремнезема снижается до 200 мм, что, в свою оче-

редь, создает предпосылки для будущих исследований по дальнейшему увеличению концентрации МК с одновременным использованием пластификаторов раствора, которые способствуют разжижению раствора. Это связано с тем, что в процессе цементирования скважины раствор с низкими значениями растекаемости будет создавать трудности при его прокачивании насосами в затрубное пространство.

Одной из основных характеристик цемента ПЦТ I-G-CC-1 является предел прочности при сжатии [19, 20], но и прочность при изгибе также играет важную роль, особенно при эксплуатации наклонно-направленных скважин.

Результаты экспериментов по изменению данного показателя с повышением содержания микрокремнезема в тампонажной смеси и его сравнительная оценка относительно бездобавочного раствора также оказались положительными (табл. 3).

Таблица 3. Предел прочности при изгибе цементного камня на основе ПЦТ I-G-CC-1 с добавлением модифицирующих добавок МК-65 и МК-85

Table 3. Flexural strength of cement stone based on PCT I-G-CC-1 with the addition of modifying additives MS-65 and MS-85

№ п/п	Добавка, % Additive, %	МК-65/MS-65		МК-85/MS-85	
		$\sigma_{из}$, МПа $\sigma_{сг}$, МПа	Увеличение прочности, % Strength increase, %	$\sigma_{из}$, МПа $\sigma_{сг}$, МПа	Увеличение прочности, % Strength increase, %
1	–	3,07	–	3,07	–
2	2	3,52	14,79	3,87	26,12
3	4	3,62	17,90	4,29	39,87
4	5	3,46	12,64	3,97	29,38
5	6	3,64	18,58	4,17	35,99
6	8	3,55	15,70	4,00	30,36
7	10	3,69	20,26	4,11	33,81
8	12	3,71	20,72	–	–
9	14	3,94	28,50	–	–
10	16	3,87	25,93	–	–

Примечание: В п/п. 1 указаны значения параметров тампонажного раствора ПЦТ I-G-CC-1 без добавления микрокремнезема; $\sigma_{из}$, МПа – предел прочности цементного камня на изгиб.

Note: In p/p. 1, the values of the parameters of the grouting solution of PCT I-G-CC-1 without the addition of microsilicon are indicated; $\sigma_{сг}$, МПа – the bending strength of cement stone.

Из табл. 3 видно, что прочность при изгибе растет с меньшей интенсивностью с увеличением концентрации «водопоглощающей» добавки по сравнению с пределом прочности при сжатии.

Увеличение прочности тампонажного камня при добавлении микрокремнезема обусловлено образованием связывающих соединений SiO₂ при реакции с CaO, освобождаемым при гидратации исходного материала, при наличии воды. Вследствие чего частицы МК присоединяются к каждому зерну цемента, таким образом цементный раствор начинает уплотняться, а пустоты заполняются продуктами гидратации [1, 6].

Выводы

Ввод микрокремнезема в тампонажный цемент ПЦТ I-G-CC-1 существенно повышает технологические параметры тампонажного раствора и физико-механические свойства цементного камня. Проведенные исследования позволяют сформулировать следующие итоговые заключения:

1. Микрокремнезем представляет собой активную добавку, существенно улучшающую технологические показатели тампонажного раствора и его сформировавшегося камня.
2. При введении микрокремнезема МК-65 и МК-85 не получено снижения плотности тампонажного раствора, следовательно, он не оказывает облегчающего действия в концентрации от 2 до 16 % для данного типа цемента.
3. Наиболее эффективным реагентом является МК-85.
4. Увеличение концентрации конденсированного кремнезема в тампонажном растворе марки МК-65 до 14 % и марки МК-85 до 8 % обеспечивает

рост предела прочности при сжатии цементного камня соответственно на 44 и 85 %.

5. Использование кремнезема марок МК-65 и МК-85 в концентрациях до 12 %, ограниченных предельным значением растекаемости тампонажного раствора, значительно снижает его фильтрацию и водоотделение.
6. Введение в тампонажный раствор диоксида кремния, в том числе в концентрациях более 12 %, стабильно повышает прочностные характеристики цементного камня, однако при этом из-за уменьшения растекаемости смеси могут возникнуть сложности с ее надежной доставкой в заданный интервал скважины.
7. В дальнейшем необходимо изучить влияние пластифицирующих добавок на подвижность тампонажного раствора при различных содержаниях микрокремнезема марок МК-65 и МК-85, превышающих их допустимые значения.

Авторы выражают благодарность ОАО «Сухоложск-цемент» за безвозмездное предоставление цемента для исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богоявленский В.И. Природные и техногенные угрозы при освоении месторождений горючих ископаемых в криолитосфере земли // Горная промышленность. – 2020. – № 1. – С. 97–118.
2. Дзюбло А.Д. Исследование механизмов возникновения опасных природных явлений при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и субарктических морей // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 4. – С. 69–77.
3. Numerical simulation investigation on fracture debonding failure of cement plug/casing interface in abandoned wells / J. Jiang, J. Li, G. Liu, W. Lian, Y. Xi, H. Yan, W. Li // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 192. – 107226.
4. Чжу Д.П. Анализатор миграции газа производства компании OFI Testing Equipment, Inc. // Бурение и нефть. – 2008. – № 3. – С. 49–51.
5. Experimental study on the integrity of casing-cement sheath in shale gas wells under pressure and temperature cycle loading / D. Kuanhai, Y. Yue, Y. Hao, L. Zhonghui, Y. Lin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – № 195. – 107548.
6. Салыхов Р.М., Нургаллиев А.Р. Разработка рецептуры тампонажного раствора для предупреждения газопорыва в период ожидания затвердевания цемента // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2019. – Т. 1. – С. 197–199.
7. Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А., Мелехов А.В. Специальный облегченный тампонажный состав для боковых стволов в условиях Западной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 39–41.
8. Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Бочарников М.В. Проблемы использования облегченного цемента для крепления нефтегазовых скважин и пути их решения // Науки о Земле и недропользование. – 2020. – Т. 43. – № 3. – С. 339–349.
9. Зимица Д.А., Двойников М.В. Разработка тампонажного состава для крепления скважин в криолитозоне // Бурение скважин в осложненных условиях: Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции. – СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 46–47.
10. Fink J.K. Petroleum engineers guide to oil field chemicals and fluids. – Waltham, MA: Gulf Professional Publ., 2011. – 808 p.
11. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Исследование технологических свойств аэрированных тампонажных составов с включением в них полых алюмосиликатных микросфер // Вестник

- ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 13–17.
12. Бабков В.В., Габитов А.И., Сахибгареев Р.Р. Аморфный микрокремнезем в процессах структурообразования и упрочнения цементного камня // Башкирский химический журнал. – 2010. – Т. 17. – № 3. – С. 206–210.
13. Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Буланов Н.С. Влияние микрокремнезема на физические свойства тампонажного камня // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. – 2019. – Т. 42. – № 2 (67). – С. 201–208.
14. Numerical determination of strength and deformability of fractured rock mass by FEM modeling / J. Yang, W. Chen, D. Yang, J. Yuan // Computers and Geotechnics. – 2015. – V. 64. – P. 20–31.
15. Henriksen K.H., Gule E.I., Augustine J. Case study: the application of inflow control devices in the troll oil field // SPE-100308-SM. Annual conference and exhibition. – Vienna: Austria, 2006. – P. 1–5.
16. Tarek A. Ganatana, Meftah Hrairi. A new choke correlation to predict flow rate of artificially flowing wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 171. – P. 1378–1389.
17. Comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing / A. Thakkar, A. Raval, S. Chandra, M. Shah, A. Sircar // Petroleum. – 2020. – V. 2. – P. 123–129.
18. El-Gamal S.M.A., Hashem F.S., Amin M.S. Influence of carbon nanotubes, nanosilica and nanometakaolin on some morphological-mechanical properties of oil well cement pastes subjected to elevated water curing temperature and regular room air curing temperature // Construction and Building Materials. – 2017. – V. 146. – P. 531–546.
19. Transformation of institutions of socio-economic development in the conditions of a long-term viral pandemic / L. Gaisina, L. Semenova, E. Averkina, E. Gabdrakhmanov // AD ALTA: Journal of Interdisciplinary Research. – 2021 – V. 11. – № 2 S21. – P. 220–224.
20. Сравнительный анализ реагентов-ингибиторов набухания глинистых отложений, применяемых на месторождениях Восточной Сибири / Е.В. Аверкина, Э.В. Шакирова, М.Б. Николаева, А.А. Климова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 12. – С. 138–145.

Поступила 18.05.2022 г.

Информация об авторах

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

Бутакова Л.А., ведущий инженер-лаборант, ООО «Центр цементирования скважин».

Шакирова Э.В., кандидат политических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

Аверкина Е.В., старший преподаватель кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

UDC 624.1

USE OF SILICON PRODUCTION WASTES AS ADDITIVES IMPROVING THE PROCESS PROPERTIES OF THE CEMENT SLURRIES

Nikolay A. Buglov¹,
bna@istu.edu

Lybov A. Butakova²,
lybov.elizarova.89@bk.ru

Elvira V. Shakirova¹,
viva160@mail.ru

Elena V. Averkina¹,
averkina.l@yandex.ru

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

² ООО «Well cementing center»,
panel D, Western promzone, Magistralnaya street, New Urengoy, 629300, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to solve the problem of annular pressure arising in the cemented annulus of wells. The problem attracts close attention of oil and gas companies and scientists, because such a complication creates a situation of environmental pollution. This can lead to disruption of well operation, formation of gryphons, explosions and fires. Currently, many oil and gas companies face such problems as the phenomenon of annulus pressures in the cemented well annulus. Such a complication creates a situation of technogenic accumulations of fluid in the wellhead part of the well itself and in the lowlands of the relief of the day surface of nearby territories, including in water bodies. During the entire «life» of the well, starting from the stage of initial opening of oil and gas reservoirs, channels can be formed that contributes to the occurrence of interlayer crossflows, up to 40 % of all wells put into operation have such a marriage. The problem is especially acute when cementing under conditions of low hydrodynamic pressures and low temperatures, in unstable fractured rocks.

The main aim: to investigate and determine the possibility of using waste produced by RUSAL ITC LLC as a modifying additive to insulation mixtures used in conditions characteristic of deposits in Eastern Siberia.

Object: grouting solution based on cement PCT I-G-CC-1 used in the fields of Eastern Siberia.

Methods: instrumental methods for determining the parameters of cement mortars for plugging wells according to GOST 26798.1-96 and GOST 310.3-76, processing the results and their evaluation in accordance with GOST R 8.736-2011.

Results. The authors studied and described the physico-chemical characteristics of condensed silica MK-65 and MK-85, gave a descriptive characteristic of Portland cement of the grouting type PCT I-G-CC-1, prepared grouting mixtures with the addition of tight-fitting additives MK-65 and MK-85, carried out the comparative studies of the prepared solutions according to technological parameters at a temperature of 22 °C. It is established that the use of microsilicon MK-65 and MK-85 allows reducing such indicators as density, water separation and filtration of grouting solution, with an increase in the strength indicators of the stone. The results of the study showed a significant improvement in the technological parameters of the grouting solution (stone). The use of this substance without increasing the density of the solution significantly reduces such indicators as water separation and filtration of grouting solution, as well as increases the strength indicators of cement stone.

Key words:

Portland cement, plugging mortar, cement stone, microsilica, strength, water separation, filtration.

The authors appreciate LLC «Sukholozhsktsement» for the provision of cement for research.

REFERENCES

1. Bogoyavlensky V.I. Natural and man-made threats in the development of fossil fuels in the cryolithosphere of the earth. *Mining industry*, 2020, no. 1, pp. 97–118. In Rus.
2. Dzyublo A.D. Investigation of the mechanisms of the occurrence of hazardous natural phenomena during the development of oil and gas fields on the shelf of the Arctic and subarctic seas. *Safety of labor in industry*, 2019, no. 4, pp. 69–77. In Rus.
3. Jiang J., Li J., Liu G., Lian W., Xi Y., Yan H., Li W. Numerical simulation investigation on fracture debonding failure of cement plug/casing interface in abandoned wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 192, pp. 107226.
4. Zhu D.P. Gas migration analyzer manufactured by OFI Testing Equipment, Inc. *Drilling and oil*, 2008, no. 3, pp. 49–51. In Rus.
5. Kuanhai D., Yue Y., Hao Y., Zhonghui L., Lin Y. Experimental study on the integrity of casing-cement sheath in shale gas wells under pressure and temperature cycle loading. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, no. 195, pp. 107548.
6. Salyakhov R.M. Development of a cement slurry formulation to prevent gas breakthrough during the waiting period for cement hardening. *Problems of the development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2019, vol. 1, pp. 197–199. In Rus.
7. Bakirov D.L., Burdyga V.A., Melekhov A.V. Special lightweight grouting compound for sidetracks in Western Siberia. *Construction of oil and gas wells onshore and offshore*, 2018, no. 10, pp. 39–41. In Rus.
8. Buglov N.A., Butakova L.A., Bocharnikov M.V. Problems of using lightweight cement for casing oil and gas wells and ways to solve them. *Earth Sciences and Subsoil Use*, 2020, vol. 43, no. 3, pp. 339–349. In Rus.
9. Zimina D.A., Dvoynikov M.V. Razrabotka tamponazhnogo sostava dlya krepleniya skvazhin v kriolitzone [Development of a grouting

- compound for casing wells in permafrost]. *Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. Tezisy dokladov III Mezhdunzrodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Abstracts of the III International Scientific and Practical Conference. Drilling of wells in difficult conditions]. St. Petersburg, St. Petersburg Mining University Publ., 2018. pp. 46–47.
10. Fink J.K. *Rukovodstvo inzhenera-neftyanika po neftepromyslovym khimicheskim veshchestvam i zhidkostyam* [Petroleum Engineers Guide to Oil Field Chemicals and Fluids]. Waltham, MA, Gulf Professional Publ., 2011. 808 p.
 11. Merzlyakov M.Yu., Yakovlev A.A. Investigation of the technological properties of aerated grouting compositions with the inclusion of hollow aluminosilicate microspheres in them. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2015, no. 14, pp. 13–17. In Rus.
 12. Babkov V.V., Gabitov A.I., Sakhibgareev R.R. Amorphous silica fume in the processes of structure formation and hardening of cement stone. *Bashkir Chemical Journal*, 2010, vol. 17, no. 3, pp. 206–210. In Rus.
 13. Buglov N.A., Butakova L.A., Bulanov N.S. Influence of microsili- ca on the physical properties of backfill stone. *Bulletin of the Siberian Branch of the Earth Sciences Section of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, exploration and development of mineral deposits*, 2019, vol. 42, no. 2 (67), pp. 201–208. In Rus.
 14. Yang J., Chen W., Yang D., Yuan J. Numerical determination of strength and deformability of fractured rock mass by FEM model- ing. *Computers and Geotechnics*, 2015, vol. 64, pp. 20–31.
 15. Henriksen K.H., Gule E.I., Augustine J. Case study: the applica- tion of inflow control devices in the troll oil field. *SPE-100308-SM. Annual conference and exhibition*. Vienna, Austria, 2006. No. 6, pp. 1–5.
 16. Tarek A. Ganatana, Meftah Hrairi. A new choke correlation to predict flow rate of artificially flowing wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 1378–1389.
 17. Thakkar A., Raval A., Chandra S., Shah M., Sircar A. Comprehen- sive review of the application of nano-silica in oil well cementing. *Petroleum*, 2020, vol. 2, pp. 123–129.
 18. El-Gamal S.M.A., Hashem F.S., Amin M.S. Influence of carbon nanotubes, nanosilica and nanometakaolin on some morphologi- cal-mechanical properties of oil well cement pastes subjected to elevated water curing temperature and regular room air curing temperature. *Construction and Building Materials*, 2017, vol. 146, pp. 531–546.
 19. Gaisina L., Semenova L., Averkina E., Gabdrakhmanov E. Trans- formation of Institutions of socio-economic Development in the Conditions of a long-term Viral Pandemic. *AD ALTA: Journal of Interdisciplinary Research*, 2021, vol. 11, no. 2 S21, pp. 220–224.
 20. Averkina E.V., Shakirova E.V., Nikolaeva M.B., Klimova A.A. Comparative analysis of reagents – inhibitors of swelling of clay deposits used in the deposits of Eastern Siberia. *Izvestiya Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering*, 2020, vol. 331, no. 12, pp. 138–145. In Rus.

Received: 18 May 2022.

Information about the authors

Nikolay A. Buglov, Cand. Sc., head of the department, Irkutsk National Research Technical University.

Lybov A. Butakova, leading engineer, laboratory assistant, OOO «Well cementing center».

Elvira V. Shakirova, Cand. Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

Elena V. Averkina, senior lecturer, Irkutsk National Research Technical University.

УДК 532.5-1/9

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

Ковальчук Татьяна Николаевна¹,
t.n.kovalchuk@mail.ru

Гильманов Александр Янович¹,
a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович¹,
alexandershevelev@mail.ru

¹ Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а.

Актуальность исследования обусловлена тем, что в настоящее время значительная часть крупных месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки. Ввиду того, что добыча попутной воды требует больших дополнительных вложений средств, обводнение скважин является причиной увеличения себестоимости нефти. Для большинства нефтяных скважин добыча высокообводненной продукции является экономически невыгодной. Поэтому применяются технологии, позволяющие снизить значение обводненности, например технология выравнивания профиля приемистости.

Цель: определить обводненность после применения технологии выравнивания профиля приемистости, оценить дополнительную добычу нефти с учётом предлагаемого ранее критерия, провести верификацию модели на примере реального месторождения.

Объекты: крупные высокообводненные месторождения нефти, в частности месторождения Западной Сибири.

Методы: физико-математического моделирования. При расчетах для вычисления значений относительных фазовых проницаемостей нефти и воды использовались корреляции Кори. Для определения объемного дебита нефти и воды к центральной скважине в круговом однородном пласте применялась классическая формула Дююи. Вводилось предположение о том, каким образом изменяются проницаемости в пропластках вблизи добывающей скважины после воздействия. Учитывалось, что для добывающей скважины сохраняется значение разности среднеквадратичных отклонений приёмистости до и после воздействия, которое было и для нагнетательной скважины. Эта разность считается одним из возможных критериев эффективности обработки скважины суспензией и рассчитывалось авторами в более ранних исследованиях. С целью вычисления среднее время, после которого эффект действия закачки полимера прекращается в горизонтальном направлении, учитывалось уравнение Баклея–Левретта. Для того чтобы определить время, после которого начинаются вертикальные перетоки, учитывалось уравнение пьезопроводности, которое описывает распределение давления в пласте для жидкости в зависимости от времени и координаты. Таким образом, было получено выражение для времени, в течение которого будет наблюдаться прирост дебита, и рассчитана дополнительная накопленная добыча нефти.

Результаты. В работе предлагается методика расчета обводненности добываемой нефти после обработки скважины полимер-дисперсной системой. Поскольку суспензия с низкой подвижностью образует зону с пониженной проницаемостью вблизи забоя скважины в пропластках с наиболее высокой водонасыщенностью, результирующее значение обводненности уменьшается. Значение разности между конечной и начальной обводненностью позволяет судить об эффективности мероприятия. Наибольший эффект от перераспределения потоков наблюдается при значениях стандартного отклонения от 0,45 до 0,65 для выбранных модельных данных. Показано, что предлагаемая методика позволяет оценить, при каких начальных значениях обводненности можно рассматривать применение технологии выравнивания профиля приемистости в качестве метода увеличения нефтеотдачи. Разница между начальной обводненностью и расчетной составляет 3–6 % от начальной обводненности. Это согласуется с промысловыми данными. Была проведена верификация модели на примере реального месторождения. Результирующие значения по дополнительной накопленной добыче после применения технологии выравнивания профиля приемистости обладают достаточной точностью.

Ключевые слова:

Обводненность, выравнивание профиля приёмистости, неоднородный пласт, высокообводненные скважины, методы увеличения нефтеотдачи, моделирование.

Введение

В настоящее время значительная часть крупных месторождений Российской Федерации находятся на поздней стадии разработки. При этом одним из основных добывающих регионов страны является Западная Сибирь, на которую приходится около 55 % российской добычи нефти. Следует отметить, что обводненность добываемой продукции характеризуется высокими значениями, приблизительно 90 %. В табл. 1 указаны значения обводненностей для Самотлорского, Ромашкинского, Приобского и Лянторского месторождений нефти. Такие месторождения имеют, как

правило, продолжительную историю разработки и являются полностью обустроенными для добычи нефти.

Таблица 1. Значения обводненностей крупных месторождений нефти

Table 1. Water cut values for large oil fields

Месторождение/Field	Обводненность/Water cut, %
Самотлорское/Samotlor	>95
Ромашкинский/Romashkinskoe	>95
Приобское/Priobskoe	>90
Лянторское/Lyantorskoe	>95

Большинство крупнейших и уникальных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа, в которых находится 67 % запасов Западной Сибири, имеет выработанность от 65 до 85 %. В среднем значение обводненности добываемой продукции по этим месторождениям составляет 72–92 %.

Ввиду того, что добыча попутной воды требует больших дополнительных вложений средств, обводнение скважин является причиной увеличения себестоимости нефти. Для большинства нефтяных скважин добыча высокообводненной продукции является экономически невыгодной, поэтому они заносятся в бездействующий фонд.

Для снижения обводнённости продукции добывающих скважин используются технологии выравнивания профиля приёмистости (ВПП) нагнетательных скважин. Для ВПП применяются полимерные гели, суспензии, смолы, пены, получаемые в пласте в результате циклической закачки ПАВ и солевых растворов [1]. Основными принципами эффективной обработки скважин с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) суспензией являются проникновение раствора на небольшую глубину и снижение относительной фазовой проницаемости для воды больше, чем для углеводородов [2]. Для успешного применения технологий необходимо проводить моделирование с целью подбора параметров закачки реагента [3].

На сегодняшний момент для ВПП чаще всего применяются гели с предварительно формируемыми частицами высушенного геля (preformed particle gel (PPG)) [4–6], повторно сшивающиеся в пластовых условиях гели с предварительно формируемыми частицами (Re-assembling preformed particle gel (RPPG)) [7], эмульсифицированные гели (Pickering emulsion) [8], термополимеры [9], суспензии [10].

В работах [4–6] рассматривается механизм технологии PPG. Технология создания такого продукта подразумевает формирование геля, его высушивание и последующее измельчение на отдельные частицы. После закачки PPG в пласте происходит набухание частиц геля, в результате чего вблизи скважины формируется малопроницаемый экран.

Одной из последних технологий для выравнивания профиля приёмистости является использование частиц RPPG [7]. Этот гель является модификацией PPG с возможностью повторного сшивания под воздействием пластовой температуры. Набухание частиц геля по технологии RPPG в пластовых условиях в 38 раз больше, чем у геля, сформированного по технологии PPG, и этот процесс не зависит от минерализации. В исследовании [7] показана термостойкость RPPG в диапазоне температур от 23 до 80 °С.

Распространённой технологией обработки пласта является закачка эмульсифицированных гелей (Pickering emulsion) [8]. Этот реагент представляет собой эмульсию водной и нефтяной фаз, распадающуюся в пластовых условиях на эти две фазы. Водная фаза содержит раствор полимера, который при пластовых условиях под воздействием температуры и сшивателя образует гель, блокирующий высокопроницаемые каналы. Нефтяная фаза свободно фильтру-

ется, обеспечивая каналы для прохождения нефти в пласте. В исследовании [8] анализируется температурная устойчивость эмульсифицированного геля с водной фазой на основе раствора полиакриламида, сшитого полиэтиленгликолем, и нефтяной фазой, состоящей из дизельного топлива. Предлагаемая эмульсия стабильна при температурах до 105 °С.

Одной из современных технологий обработки пластов является закачка термополимера [9]. В основе технологии лежит закачка суспензии, состоящей из микрочастиц полимера в минеральном масле, с добавлением поверхностно-активных веществ. При контакте с водой под воздействием пластовой температуры возникают реакции гидролиза и формируется гель.

Распространённой технологией выравнивания профиля приёмистости является закачка суспензий, состоящих из дисперсных частиц и полимера [10]. Как правило, в качестве дисперсных частиц используются древесная мука, мел и глина, а в качестве полимера – полиакриламид (ПАА). Смысл технологии заключается в том, что полимер удерживает дисперсные частицы во взвешенном состоянии. За счёт адсорбции и удерживания дисперсных частиц на скелете пористой среды формируются низкопроницаемые зоны.

Успешное применение технологий на основе гелей невозможно без оценки времени гелеобразования. В исследовании [11] рассматривается применение сшитых полимерных систем для проведения эксперимента на тонких трубах (slim tube test), моделирующего время, необходимое для гелеобразования. В исследованиях использовался гель на основе сополимера акриламида и третичного бутилсульфоната акриламида, сшитого полиэтиленгликолем. Длина установки составляла 24 м. Пористость среды составляла 37 %, проницаемость 8,5 Д. Тест позволяет моделировать гелеобразование в реальных пластовых условиях и распространение полимера в пористой среде. Было установлено, что при температуре 95 °С время гелеобразования составляет 10 дней.

В работе [12] предлагается математическая модель времени гелеобразования, учитывающая влияние минерализации, pH и температуры. Показано, что расчётный тренд соответствует экспериментальным значениям времени гелеобразования с коэффициентом корреляции 98 %. Установлено, что наибольшее влияние на время гелеобразования оказывают пластовая температура и минерализация.

Для повышения эффективности применения гелей необходимо учитывать ряд дополнительных факторов. В работе [13] рассматривается модель неоднородного пласта в виде слоистого пирога (sandwich-like channel model). Отмечается, что применение PPG неэффективно при различии между минимальной и максимальной проницаемостью более чем в 50 раз. В статье [13] рассматривается использование микрогеля с размером частиц 260 мкм, который эффективно забивает каналы с проницаемостью более 50 Д и неэффективен при проницаемости канала менее 30 Д. Таким образом, определена граница применимости частиц мик-

рогеля заданного размера по проницаемости каналов. Кроме того, в работе С. Чена и его соавторов [14] отмечается, что эффективность применения микрогеля зависит от соотношения размера его частиц и размера поровых каналов. Это соотношение влияет на глубину проникновения частиц геля в пласт.

В работе [15] предлагается новый состав суспензии для выравнивания профиля приёмистости. Разработан реагент, состоящий из сополимера полиакриламида и третичного бутилакрилата с добавлением ацетата хрома (CrAc_3) и частиц диоксида кремния. Песок SiO_2 размером 50 нм. Этот реагент показал высокую устойчивость в пластовых условиях при температуре до 130 °С. Применение в качестве сшивателя ацетата хрома (CrAc_3) для геля на основе гидролизованного полиакриламида рассмотрено в работе [16]. Разработанный реагент не подвержен разрушению даже при контакте с кислотой.

В работе авторов [17] исследуется время гелеобразования термополимерного реагента. Показано, что концентрация сшивателя влияет на время гелеобразования в меньшей степени, чем концентрация полимера. Термическая стабильность состава наблюдается при температурах до 150 °С, стандартные гели не работают в этом диапазоне температур.

Существуют модели, описывающие глубокое проникновение полимера в пласт, на основе нейросетевого моделирования [18]. Эта модель использует набор промысловых данных для прогнозирования динамики дебитов нефти и воды после закачки раствора полимера в пласт. Результаты моделирования показали соответствие модельной и промысловой динамики дебита с точностью до 90 %. Такие модели сложны в настройке, поскольку требуют непротиворечивых и репрезентативных данных, поэтому их использование на практике ограничено.

Распространённым подходом к моделированию ВПП является использование коммерческих гидродинамических симуляторов [9]. Недостатком такого подхода является ограниченность их применения к нестандартным технологиям и реагентам, в частности к закачке суспензии и локальным ГРП, сложность моделирования нестандартной геометрии пластов и пропластков, пластов с высокой степенью неоднородности свойств [3].

К настоящему времени накоплен значительный опыт применения различных технологий ВПП для снижения обводнённости продукции. Промысловый опыт одной из американских компаний по применению полимерных гелей для выравнивания профиля приёмистости в карбонатных пластах обобщён в работе [19]. Пропускная способность трещин ГРП снижается до 4000 раз, поскольку гель оседает прямо в трещине ГРП. На всех скважинах, подвергнутых обработке, зафиксирован прирост добычи нефти.

Промысловый опыт применения частиц RPPG на месторождении West Sak на Аляске рассматривается в работе [20]. По сравнению с применением традиционного PPG снижение обводнённости дополнительно составило 23 %.

В работе [9] рассматривается опыт успешного промышленного применения термополимера на месторождении Cerro Dragon Field в Аргентине с 2011 г. Сопоставление результатов численного моделирования с помощью коммерческих симуляторов и данных промысловых исследований показало удовлетворительное соответствие расчётной и фактической глубины проникновения частиц.

Промысловый опыт использования технологии ВПП на месторождении Jidong Oil Field рассмотрен в работе [9]. Обводнённость продукции до обработки достигала 80 %. Проводилась закачка термополимера ZP-4, состоящего из трёх мономеров (акриламида, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты и *n*-винилпирролидона), сшитых полиэтиленгликолем. Закачанный реагент сохранял свою структуру в промысловых условиях в течение 5 месяцев при температуре 150 °С.

Промысловое применение закачки полимер-дисперсных систем показывает её высокую эффективность [21] для контроля обводнённости продукции. В статье [22] рассматривается опыт промышленного применения полимер-дисперсных систем на Забегальском месторождении. В результате обработки обводнённость продукции снизилась на 14 %, а дебит нефти возрос на 120 баррелей в день. После вторичной обработки обводнённость снизилась на 16 % от первоначального значения, а дебит нефти увеличился на 420 баррелей в день от исходного.

Таким образом, в настоящее время не существует эффективных критериев использования технологии ВПП на основе суспензии, имеющей успешное применение для реального объекта. Целью работы является введение таких критериев и их апробация на реальном месторождении.

В работе [23] в качестве возможного критерия эффективности обработки скважин суспензией выбирается разность среднеквадратичных отклонений относительных гидропроводностей до и после воздействия суспензией на нагнетательную скважину. Таким образом, целью данной работы является определение обводнённости после применения технологии ВПП, оценка дополнительной добычи нефти с учётом предлагаемого ранее критерия, проведение верификации модели на примере реального месторождения.

Технология выравнивания профиля приемистости

В рамках предлагаемой модели предполагается, что обводнение происходило начиная с наиболее высокопроницаемого пропластка и заканчивалось на наименее проницаемом пропластке последовательно в зависимости от проницаемости пропластков. Модель построена для расчетов на двадцать скважин по пятьдесят пропластков.

На рис. 1 схематически проиллюстрирована упрощенная модель обводнения пропластков, в которой имеется три пропластка различной проницаемости $k_3 > k_1 > k_2$. Вода в первую очередь прорвалась по наиболее высокопроницаемому пропластку к добывающей скважине, при этом на добывающей скважине обводненность продукции стала равна W_0 . С це-

люю снизить обводненность в нагнетательную скважину был закачан реагент в момент времени t_1 , который снизил проницаемость пропластков, причем таким образом, что проницаемость более высокопроницаемых пропластков, а значит и более обводненных, была снижена значительно. Таким образом расход воды в добывающей скважине был снижен. На рис. 2

показана качественная динамика обводненности (синяя линия показывает рост обводненности с течением времени без применения технологии выравнивания профиля притока, голубая – после применения технологии выравнивания профиля притока), то есть данный метод увеличения нефтеотдачи (МУН) позволяет снизить обводненность на период времени от t_1 до t_2 .

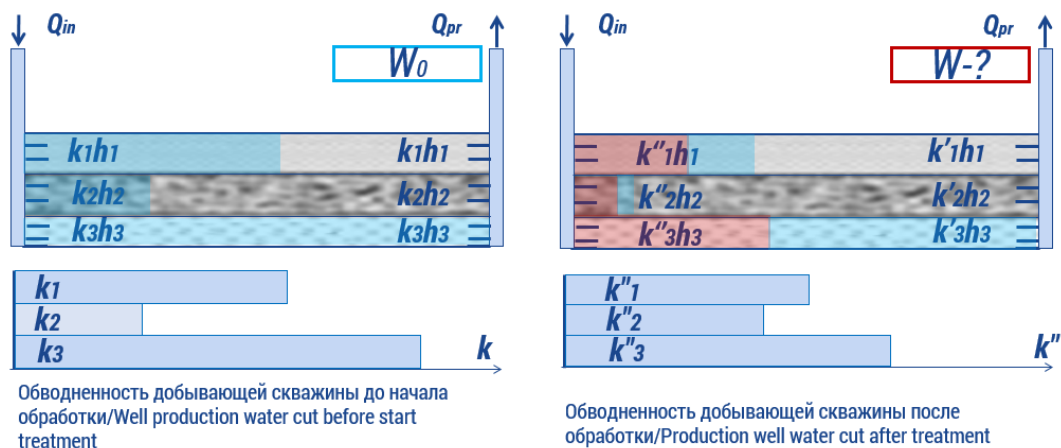


Рис. 1. Модель для описания технологии выравнивания профиля притока

Fig. 1. Model for describing the conformance control technology

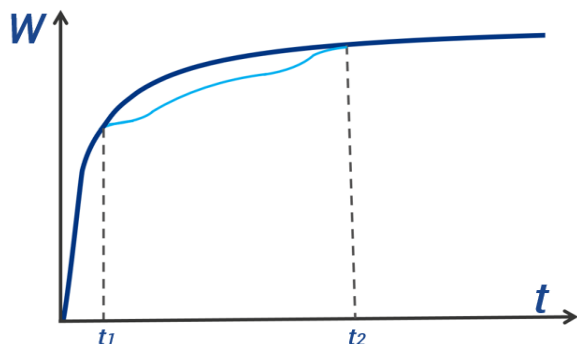


Рис. 2. Динамика обводненности при применении технологии выравнивания профиля притока и без применения данной технологии

Fig. 2. Dynamics of water cut with the use of the conformance control technology and without it

Методы

В первую очередь следует определить водонасыщенности пропластков при учёте приведенной выше гипотезы относительно заводнения пропластков.

При расчетах для вычисления значений относительных фазовых проницаемостей нефти f_o и воды f_w использовались корреляции Кори в виде выражений (1) и (2) соответственно:

$$\begin{cases} f_o = \left(\frac{1-S-S_{or}}{1-S_{wr}-S_{or}} \right)^2, S_{wr} < S < S_{or}; \\ f_o = 0, S \geq 1 - S_{or}; \\ f_o = 1, S \leq S_{wr}, \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} f_w = \left(\frac{1-S_{wr}}{1-S} \right)^3, S \geq S_{wr}; \\ f_w = 0, S \leq S_{wr}, \end{cases} \quad (2)$$

где S_{wr} и S_{or} – остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность соответственно; S – водонасы-

щенность в пропластке, для которого производятся вычисления,

Для определения объемного дебита нефти и воды к центральной скважине в круговом однородном пласте применялась классическая формула Дюпюи вида (3) и (4) соответственно:

$$Q_{oi} = \frac{2\pi k_i h_i}{\mu_o} f_o(S_{wr}) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}}, \quad (3)$$

$$Q_{wi} = \frac{2\pi k_i h_i}{\mu_w} f_w(1 - S_{or}) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}}, \quad (4)$$

где k_i и h_i – проницаемость и мощность i -го пропластка соответственно; r_c – радиус контура питания скважины (радиус дренирования); r_w – радиус скважины по долоту; Q_{oi} и Q_{wi} – объёмный дебит нефти и воды в i -ом пропластке; μ_o и μ_w – вязкость нефти и воды соответственно; Δp – депрессия на пласт.

В случае, когда пропласток, для которого проводится расчет, заполнен нефтью и водой, расчетная формула дебита учитывает значения относительных фазовых проницаемостей обоих флюидов следующим образом:

$$Q_i = 2\pi k_i h_i \left(\frac{f_o(S)}{\mu_o} + \frac{f_w(S)}{\mu_w} \right) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}}. \quad (5)$$

Обводненность определяется как дебит воды, деленный на суммарный дебит добываемой продукции:

$$W_i = \frac{\sum Q_{wi}}{\sum Q_{oi} + \sum Q_{wi} + \sum Q_i}. \quad (6)$$

Следует определить, каким образом изменяется дебит добывающей скважины (5) после того, когда в нагнетательную скважину был закачан реагент, снижающий проницаемости пропластков вблизи нагнетательной скважины. С этой целью вводится предположение о том, что проницаемости в пропластках

вблизи добывающей скважины после воздействия вычисляются следующим образом:

$$\begin{cases} k'_i = k_i \cdot (1 - x), k_i \geq k_{sr} \\ k'_i = k_i \cdot (1 + y), k_i < k_{sr} \end{cases} \quad (7)$$

где x и y – неизвестные величины; k_{sr} – средняя проницаемость. Таким образом, проницаемости пропластков увеличиваются, если начальное значение проницаемости ниже среднего значения проницаемостей, и уменьшаются, если выше среднего. Поскольку в системе из двух уравнений имеется четыре неизвестных величины, следует ввести еще два условия для разрешения системы.

Учитывая то, что на добывающей скважине до начала обработки имеется определенное распределение проницаемостей k_i , на нагнетательной скважине до начала обработки распределение проницаемостей приблизительно такое же, примем, что среднее значение проницаемостей вблизи добывающей скважины после закачки реагента в нагнетательную скважину остается равным среднему значению проницаемостей до начала обработки вблизи нагнетательной скважины. Также следует учесть, что для добывающей скважины сохраняется значение R – разности среднеквадратичных отклонений приемистости до R_0 и после R_1 воздействия, которое было и для нагнетательной скважины. Эта разность считается одним из возможных критериев эффективности обработки скважины суспензией и рассчитывалась авторами в более ранних исследованиях [23]. Эти условия можно записать следующим образом:

$$k_{sr} = Const, R = R_0 - R_1 = Const, \quad (8)$$

где $R_0 = \sqrt{\sum (V_i - V_{sr})^2}$, $R_1 = \sqrt{\sum (V'_i - V'_{sr})^2}$, $V_i = \frac{k_i H}{\sum_{j=1}^N k_j h_j}$, $V'_i = \frac{k'_i H}{\sum_{j=1}^N k'_j h_j}$ – безразмерные приемистости или относительные гидропроводности пропластков до воздействия и после воздействия вблизи добывающей скважины; H – сумма мощностей пропластков.

Значение дебита нефти после применения технологий ВПП для пласта, разделенного на некоторое количество пропластков, описывается приближенно экспоненциальной убывающей функцией [22] и может быть вычислено по формуле:

$$Q = Q_0 e^{-\frac{t}{\tau}} + Q_* e^{-\frac{t}{\tau_*}}, \quad (9)$$

где Q_0 – значение дебита без применения ВПП в начальный момент времени, при этом отсчет времени начинается с момента прироста дебита; τ – время разработки; τ^* – время длительности эффекта прироста дебита после закачки суспензии; t – текущий момент времени.

Первое слагаемое в правой части выражения (9) – функция, согласно которой уменьшается значение дебита во времени t без применения ВПП, второе слагаемое – аналогичная функция для прироста дебита после закачки полимера.

С целью вычислить среднее время, после которого эффект действия закачки полимера прекращается в горизонтальном направлении, запишем уравнение Баклея–Леверетта [22]:

$$\frac{\partial S}{\partial t} + \frac{Q_0 F}{m} \frac{\partial S}{\partial x} = 0, \quad (10)$$

где m – пористость; x – координата; F – функция Баклея–Леверетта.

Равенство (10) справедливо для случая вытеснения несмешивающихся флюидов в линейных системах и при условии, что поток является установившимся, при этом пористость коллектора имеет постоянное значение. Также предполагается, что движение воды определяется только водонасыщенностью, массообмен между фазами отсутствует, выполняются законы сохранения массы, импульса и энергии, капиллярными и гравитационными эффектами пренебрегается. Уравнение (10) является уравнением гиперболического типа.

Дифференциальное уравнение (10) после перехода к конечным разностям с аппроксимацией производных по методу Эйлера будет иметь вид:

$$\frac{\Delta S}{\Delta \tau_*^1} + \frac{Q_0 F}{m} \frac{\Delta S}{l} \cong 0, \quad (11)$$

где τ_*^1 – среднее время, после которого эффект действия потокоотклоняющих технологий перестает действовать в горизонтальном направлении, так как вода достигает добывающей скважины; l – расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами.

При переходе из равенства (10) к приближенному равенству (11) первые производные по времени и по координате имеют первый порядок аппроксимации.

Из уравнения (11) искомое время выражается в виде:

$$\tau_*^1 = \left| -\frac{lm}{FQ_0} \right|. \quad (12)$$

Для того чтобы определить время, после которого начинаются вертикальные перетоки, запишем уравнение пьезопроводности, которое описывает распределение давления в пласте для жидкости в зависимости от времени и координаты:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 p}{\partial y^2}, \quad (13)$$

где p – давление; y – координата; α – коэффициент пьезопроводности, характеризующий скорость изменения давления в пласте.

Дифференциальное уравнение вида (13) с использованием метода Эйлера можно переписать в виде:

$$\frac{\Delta p}{\tau_*^2} = \alpha \frac{\Delta p}{H^2}, \quad (14)$$

где τ_*^2 – время, после которого начинаются вертикальные перетоки.

Тогда искомое время из выражения (14) будет рассчитываться по формуле:

$$\tau_*^2 = \frac{H^2}{\alpha}. \quad (15)$$

Коэффициент анизотропии коллектора рассчитывается по формуле:

$$\alpha = \beta \frac{k_v}{k_l}, \quad (16)$$

где k_v – среднее геометрическое значение проницаемости; k_l – среднее арифметическое значение проницаемости; β – постоянное значение.

Таким образом, время, в течение которого будет наблюдаться прирост дебита, зависит от коэффициента анизотропии и запишется с учётом (12), (15), (16) следующим образом:

$$\tau_* = \alpha\tau_*^1 + (1 - \alpha)\tau_*^2. \quad (17)$$

Пример расчетов для одной скважины

Далее для примера рассмотрим расчеты для одной скважины на одном из месторождений Западной Сибири с помощью формул (5)–(9), (17). В табл. 2 приведены значения мощностей пропластков и проницаемостей до применения ВПП. При этом начальная обводненность $W_0=0,8$, вязкость нефти $\mu_o=8$ сП, остаточные нефтенасыщенность и водонасыщенность соответственно равны $S_{or}=0,35$, $S_{wr}=0,2$, разность среднеквадратических отклонений относительных гидропроводностей $R_0-R_1=0,334$, рассчитанная по методике, приведенной в статье авторами [23]. В табл. 2 приведены также значения для водонасыщенности пропластков, рассчитанные в рамках модели, в которой заводнение происходит с учетом величин проницаемостей пропластков.

Таблица 2. Проницаемости пропластков до начала обработки, мощности и водонасыщенности, проницаемости вблизи добывающей скважины после обработки суспензией пропластков вблизи нагнетательной скважины

Table 2. Permeability of interlayers before the start of treatment, thickness and water saturation, permeability near a production well after treatment of interlayers near the injection well with a suspension

k_i , мД/мД	h_i , м/м	S	k''_i , мД/мД
51,8	4,7	0,2	58,5
106,4	1,6	0,2	120,2
134,9	1,3	0,2	152,4
370,9	1,4	0,523	419,1
1212,7	1,3	0,65	1139,9

В первую очередь для определения обводненности следует рассчитать распределение водонасыщенностей в области призабойной зоны пласта. Поэтому с учетом введенных допущений был построен алгоритм для расчета водонасыщенностей в пропластках. Составленный алгоритм допускает изменение всех выбранных в модели параметров. Затем с учетом полученного распределения водонасыщенностей, значения приемистости скважины и разности среднеквадратических отклонений были рассчитаны проницаемости в области призабойной зоны пласта после обработки скважины. После пересчета проницаемостей было рассчитано значение обводненности продукции после воздействия полимерной системой.

Для того чтобы рассчитать дебиты нефти по известной формуле Дюпюи до и после применения технологии ВПП, необходимо также учесть следующие параметры: расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной $l=300$ м, средняя пористость $m=0,262$, функция Баклея–Леввергта $F=0,8$, мощность продуктивного пласта $H=10,3$ м, коэффициент пьезопроводности $\alpha=0,00126$ м²/с, $\beta=86,71$, плотность нефти $\rho=900$ кг/м³, радиус скважины $r_c=0,1$ м, радиус контура питания $R_k=300$ м, депрессия на пласт до

применения технологии ВПП $\Delta p=112 \cdot 10^5$ Па, после – $\Delta p=142 \cdot 10^5$ Па.

Результаты

В результате расчетов была получена зависимость падения обводненности после обработки полимерной системой от значения начальной обводненности (рис. 3). Таким образом, в случае, когда рассматривается модель, в которой обводнение происходит последовательно, начиная с наиболее высокопроницаемого пропластка и заканчивая менее проницаемым пропластком, большее падение обводненности наблюдается в интервале значений начальной обводненности 0,45–0,65, при этом имеется максимум падения обводненности при $W_0=0,6$.

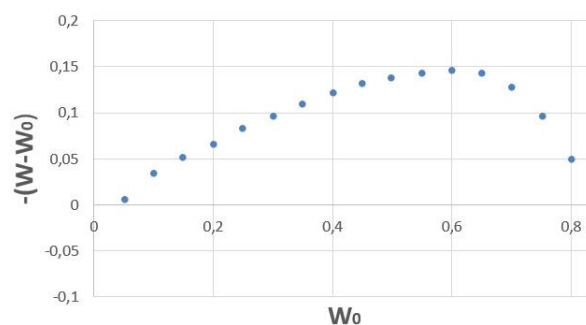


Рис. 3. График зависимости падения обводненности после обработки суспензией в зависимости от значения начальной обводненности

Fig. 3. Graph of the dependence of the water cut drop after treatment with the suspension, depending on the value of the initial water cut

Среднее геометрическое значение проницаемости:

$$k_v = (k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5)^{1/5},$$

$$k_v = 2,01 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2.$$

Среднее арифметическое значение проницаемости

$$k_l = \frac{k_1 + k_2 + k_3 + k_4 + k_5}{5},$$

$$k_l = 3,8 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2.$$

Спрогнозированные значения дебита нефти до и после применения технологии ВПП равны соответственно:

$$Q_0=6,92 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}, Q=9,91 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Таким образом, при параметрах, которые были выбраны для расчетов, было спрогнозировано, что будет наблюдаться прирост дебита нефти после применения технологии ВПП на 30,2 %.

Следует отметить, что дополнительная накопленная добыча за 2 года разработки по промысловым данным составляет 1,06 тыс. т, при этом рассчитанное значение также 1,06 тыс. т. Таким образом, модель обладает достаточной точностью.

Заключение

Была предложена методика расчета обводненности добываемой нефти после обработки скважины полимер-дисперсной системой. Суспензия с низкой

подвижностью образует зону с пониженной проницаемостью у забоя скважины в пропластках с наиболее высокой водонасыщенностью. Из-за этого уменьшается обводненность. Значение разности между конечной и начальной обводненностью позволяет судить об эффективности мероприятия.

Наибольший эффект от перераспределения потоков наблюдается при значениях стандартного отклонения от 0,45 до 0,65 для выбранных модельных данных. При этом было показано, что предлагаемая методика позволяет оценить, при каких начальных значениях обводненности можно рассматривать приме-

нение технологии ВПП в качестве метода увеличения нефтеотдачи. В результате разница между начальной обводненностью и расчетной составляет 3–6 % от начальной обводненности. Это согласуется с промышленными данными. Также была проведена верификация модели на примере реального месторождения. Результирующие значения по дополнительной накопленной добыче после применения технологии ВПП обладают достаточной точностью.

Работа выполнена при поддержке РФФИ Грант № 20-45-72002

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Torrealba V.A., Hoteit H. Conformance improvement in oil reservoirs by use of microemulsions // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – SPE-192289-MS. – 22 p.
2. Sizing gelant treatment for conformance control in hydraulically-fractured horizontal wells / B. Liang, H. Jiang, J. Li, M. Li, Yu. Lan, R. Seright // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200338-MS. – 18 p.
3. Gulyaev D.N., Ipatov A.I., Chernoglazova N.N. Oil recovery enhancement from low-permeable reservoirs on base of reservoir simulation with well-testing and production logging // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – SPE-133746-MS.
4. Bai B., Sun X. Development of swelling-rate controllable particle gels to control the conformance of CO₂ Flooding // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200339-MS. – 15 p.
5. Evaluation and plugging performance of carbon dioxide-resistant particle gels for conformance control / X. Sun, Yi. Long, B. Bai, M. Wei, S. Suresh // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200493-PA. – 16 p.
6. Sun X., Bai B. Understanding the plugging performance of HPAM-Cr (III) polymer gel for CO₂ conformance control // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – CMTC-556840-MS. – 6 p.
7. A recrosslinkable preformed particle gel for conformance control in heterogeneous reservoirs containing linear-flow features / J. Pu, B. Bai, A. Alhuraishawy, T. Schuman, Ya. Chen, X. A. Sun // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – SPE-191697-PA. – 12 p.
8. Emulsified polymer gel pickering emulsion for conformance control: emulsion formulation, stability and coreflooding investigation / T. Saikia, A. Sultan, A. Barri, A. Shamsan // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-199237-MS. – 9 p.
9. Thermally activated particles injection for deep conformance control to improve oil recovery in an argentina mature waterflooded reservoir: Cerro Dragon Field. Design, Field Implementation and Results / A. Iuliano, J.E. Gómez, C.R. Martínez, L.C. Alonso, M. Kazempour, M. Kiani, D. Alzate, P. Singh, G. Jerauld // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200464-MS. – 22 p.
10. Determination of suspension filtration parameters from experimental data / K.M. Fedorov, A.P. Shevelev, A.V. Kobayashv, V.A. Zakharenko, A.V. Kochetov, R.S. Neklesa, A.V. Usoltsev // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – SPE-202018-MS. – 15 p.
11. Evaluation of in-situ gelation behavior by slim tube technique for deep conformance control / J. Wang, A. M. AlSofi, Ya. A. Alzahid, A.M. Boqmi // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-203237-MS.
12. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications / A. Al-Anazi, Z. Al-Kaidar, J. Wang, S. Aramco // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – 196775-MS. – 16 p.
13. Experimental study of microgel conformance-control treatment for a polymer-flooding reservoir containing superpermeable channels / Ya. Zhao, J. Leng, B. Lin, M. Wei, B. Bai // Society of Petroleum Engineers. – 2021. – SPE-205486-PA.
14. Mechanism investigation and optimization of conformance control by polymer microsphere in heterogeneous offshore oil fields / X. Chen, Y. Li, Z. Liu, J. Zhang, X. Li, H. Zhang // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – OTC-30200-MS.
15. Reinforcement of polyacrylamide-co-tert-butyl acrylate base gel using nanosilica for conformance control at low and high reservoir temperatures / M. Shamlooh, A. Hamza, I.A. Hussein, M.S. Nasser, S. Salehi // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – 199324-MS. – 8 p.
16. Improving conformance in an injector well using delayed crosslink polymer gel: a case study / M. Varshney, A. Goyal, I. Goyal, A. Jain, N. Pandey, A. Parasher, S. Vermani, A.S. Negi, V. Sharma // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – 192136-MS. – 16 p.
17. Evaluation of termpolymer-gel systems crosslinked by polyethylenimine for conformance improvement in high-temperature reservoirs / D. Zhu, J. Hou, Y. Chen, Q. Wei, S. Zhao, B. Bai // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – 194004-PA. – 15 p.
18. Alghazal M., Ertekin T. Modeling of deep polymer gel conformance treatments using machine learning // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-203450-MS
19. Waterflood conformance improvement method in naturally fractured carbonate reservoirs with gel injection / L. Jain, T. Zhang, H. Nguyen, Z. Mirkovic, V. Lee, S. Lau, P. John, K. Spilker, E. Daniel // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – IPTC-20275-MS. – 14 p.
20. Case history of conformance solutions for west sak wormhole/void space conduit with a new reassembling pre-formed particle gel RPPG / G. Targac, C. Gallo, D. Smith, C. Huang, S. Autry, J. Peirce, L. Baohong, D. Xinwantong // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – 201302-MS. – 18 p.
21. Matveev S., Gazizov A., Gazizov A.I. Polymer dispersed systems for conformance improvement in fractured carbonate reservoirs // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-202835-MS.
22. Уиллхайт П.Г. Заводнение пластов. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 333 с.
23. Theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection / K.M. Fedorov, A.Ya. Gilmanov, A.P. Shevelev, A.V. Kobayashv, D.A.A. Anuriev // Mathematics. – 2021. – V. 9. – Iss. 15. – P. 1–14.

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Ковальчук Т.Н., инженер 2 категории кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт Тюменского государственного университета.

Гильманов А.Я., инженер 2 категории кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт Тюменского государственного университета.

Шевелёв А.П., кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт Тюменского государственного университета.

UDC 532.5-1/-9

METHODOLOGY FOR CALCULATING THE CUMULATIVE OIL RECOVERY AFTER APPLYING THE CONFORMANCE CONTROL TECHNOLOGY

Tatyana N. Kovalchuk¹,
t.n.kovalchuk@mail.ru

Aleksandr Y. Gilmanov¹,
a.y.gilmanov@utmn.ru

Aleksandr P. Shevelev¹,
alexandershevelev@mail.ru

¹ University of Tyumen,
15a, Perekopskaya street, Tyumen, 625003, Russia.

The relevance of the study is caused by the fact that at present, a significant part of the large deposits of the Russian Federation are at a late stage of development. Due to the fact that the production of associated water requires large additional investments, water cut is the reason for increasing oil cost. For the majority of oil wells, the production of highly water-cut products is economically unprofitable. Therefore, technologies are used to reduce the value of water cut, for example, the conformance control technology.

The main aim of the study is to determine the water cut after the application of the conformance control technology, to assess the additional oil production taking into account the criterion proposed earlier, to verify the model using an example of a real field.

The objects: large high-watered oil fields, in particular the fields of Western Siberia.

The methods of physical and mathematical modeling were used in the work. Corey correlations were used to calculate the values of the relative phase permeabilities of oil and water. To determine the volumetric flow rate of oil and water to the central well in a circular homogeneous reservoir, the classical Dupuis formula was used. An assumption was introduced about the way of permeability changes in the interlayers near the production well after the impact. It was taken into account that for the production well, the value of the difference in the standard deviations of injectivity before and after the impact, which was the same for the injection well, is preserved. This difference is considered one of the possible criteria for the effectiveness of well treatment with a suspension and was calculated by the authors in earlier studies. In order to calculate the average time after which the effect of polymer injection stops in the horizontal direction, the Buckley–Leverett equation was taken into account. In order to determine the time after which vertical flows begin, the piezoconductivity equation was taken into account, which describes the distribution of pressure in the reservoir for fluid depending on time and coordinates. Thus, an expression was obtained for the time during which an increase in production rate will be observed and additional cumulative oil production is calculated.

Results. Thus, the paper proposes a method for calculating the water cut of produced oil after well treatment with a polymer-dispersed system. Since the low mobility slurry forms a zone of reduced permeability near the bottom of the well in the most water-saturated interlayers, the resulting water cut is reduced. The value of the difference between the final and initial water cut makes it possible to judge the effectiveness of the measure. The greatest effect from the redistribution of flows is observed at standard deviation values from 0,45 to 0,65 for the selected model data. It is shown that the proposed method makes it possible to estimate at what initial values of water cut one can consider the use of the conformance control technology as a method of enhanced oil recovery. The difference between the initial water cut and the calculated one is 3–6 % of the initial water cut. This is consistent with field data. The model was verified on the example of a real field. The resulting values for additional cumulative production after the application of the conformance control technology are sufficiently accurate.

Key words:

Water cut, conformance control, heterogeneous reservoir, high water cut wells, enhanced oil recovery methods, modeling.

The work was supported by the RFBR Grant no. 20-45-720002.

REFERENCES

1. Torrealba V.A., Hoteit H. Conformance improvement in oil reservoirs by use of microemulsions. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, SPE-192289-MS, 22 p. DOI: 10.2118/192289-MS.
2. Liang B., Jiang H., Li J., Li M., Lan Yu., Seright R. Sizing gelant treatment for conformance control in hydraulically-fractured horizontal wells. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-200338-MS, 18 p. DOI: 10.2118/200338-MS.
3. Gulyaev D.N., Ipatov A.I., Chernoglazova N.N. Oil recovery enhancement from low-permeable reservoirs on base of reservoir simulation with well-testing and production logging. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, SPE-133746-MS. DOI: 10.2118/133746-MS.
4. Bai B., Sun X. Development of swelling-rate controllable particle gels to control the conformance of CO₂ flooding. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-200339-MS, 15 p. DOI: 10.2118/200339-MS.
5. Sun X., Long Yi., Bai B., Wei M., Suresh S. Evaluation and plugging performance of carbon dioxide-resistant particle gels for conformance control. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-200493-PA, 16 p. DOI: 10.2118/200493-PA.
6. Sun X., Bai B. Understanding the plugging performance of HPAM-Cr (III) polymer gel for CO₂ conformance control. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, CMTC-556840-MS, 6 p. DOI: 10.7122/CMTC-556840-MS.
7. Pu J., Bai B., Alhuraishawy A., Schuman T., Chen Ya., Sun X.A. A recrosslinkable preformed particle gel for conformance control in heterogeneous reservoirs containing linear-flow features. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, SPE-191697-PA, 12 p. DOI: 10.2118/191697-PA.
8. Saikia T., Sultan A., Barri A., Shamsan A. Emulsified polymer gel pickering emulsion for conformance control: emulsion formulation,

- stability and coreflooding investigation. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, 9 p. SPE-199237-MS. DOI: 10.2118/199237-MS.
9. Iuliano A., Gómez J.E., Martínez C.R., Alonso L.C., Kazempour M., Kiani M., Alzate D., Singh P., Jerauld G. Thermally activated particles injection for deep conformance control to improve oil recovery in an argentina mature waterflooded reservoir: Cerro Dragon Field. Design, field implementation and results. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-200464-MS, 22 p. DOI: 10.2118/200464-MS.
 10. Fedorov K.M., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Zakharenko V.A., Kochetov A.V., Neklesa R.S., Usoltsev A.V. Determination of suspension filtration parameters from experimental data. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, SPE-202018-MS, 15 p. DOI: 10.2118/202018-MS.
 11. Wang J., AlSofi A. M., Alzahid Ya.A., Boqmi A.M. Evaluation of in-situ gelation behavior by slim tube technique for deep conformance control. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-203237-MS. DOI: 10.2118/203237-MS.
 12. Al-Anazi A., Al-Kaidar Z., Wang J., Aramco S. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, 196775-MS, 16 p. DOI: 10.2118/196775-MS.
 13. Zhao Ya., Leng J., Lin B., Wei M., Bai B. Experimental study of microgel conformance-control treatment for a polymer-flooding reservoir containing superpermeable channels. *Society of Petroleum Engineers*, 2021, SPE-205486-PA. DOI: 10.2118/205486-PA.
 14. Chen X., Li Y., Liu Z., Zhang J., Li X., Zhang H. Mechanism investigation and optimization of conformance control by polymer microspheres in heterogeneous offshore oil fields. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, OTC-30200-MS. DOI: 10.4043/30200-MS.
 15. Shamlooh M., Hamza A., Hussein I.A., Nasser M.S., Salehi S. Reinforcement of polyacrylamide-co-tert-butyl acrylate base gel using nanosilica for conformance control at low and high reservoir temperatures. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, 199324-MS, 8 p. DOI: 10.2118/199324-MS.
 16. Varshney M., Goyal A., Goyal I., Jain A., Pandey N., Parasher A., Vermani S., Negi A.S., Sharma V. Improving conformance in an injector well using delayed crosslink polymer gel: a case study. *Society of Petroleum Engineers*, 2018, 192136-MS, 16 p. DOI: 10.2118/192136-MS.
 17. Zhu D., Hou J., Chen Y., Wei Q., Zhao S., Bai B. Evaluation of termpolymer-gel systems crosslinked by polyethylenimine for conformance improvement in high-temperature reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, 194004-PA, 15 p. DOI: 10.2118/194004-PA.
 18. Alghazal M., Ertekin T. Modeling of deep polymer gel conformance treatments using machine learning. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-203450-MS. DOI: 10.2118/203450-MS.
 19. Jain L., Zhang T., Nguyen H., Mirkovic Z., Lee V., Lau S., John P., Spilker K., Daniel E. Waterflood Conformance Improvement Method in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs with Gel Injection. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, IPTC-20275-MS, 14 p. DOI: 10.2523/IPTC-20275-MS.
 20. Targac G., Gallo C., Smith D., Huang C., Autry S., Peirce J., Baohong L., Xinwantong D. Case history of conformance solutions for west sak wormhole/void space conduit with a new reassembling pre-formed particle gel RPPG. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, 201302-MS, 18 p. DOI: 10.2118/201302-MS.
 21. Matveev S., Gazizov A., Gazizov A.I. polymer dispersed systems for conformance improvement in fractured carbonate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, SPE-202835-MS. DOI: 10.2118/202835-MS.
 22. Willhite P.G. *Zavodneniye plastov* [Reservoir flooding]. Izhevsk, Institute for Computer Research, National Research Center «Regular and Chaotic Dynamics» Publ., 2009. 333 p.
 23. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection. *Mathematics*, 2021, vol. 9, Iss. 15, pp. 1–14. DOI:10.3390/math9151727

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Tatyana N. Kovalchuk, engineer of the second category, University of Tyumen.

Aleksandr Y. Gilmanov, engineer of the second category, University of Tyumen.

Aleksandr P. Shevelev, Cand. Sc., associate professor, professor, University of Tyumen.

УДК 622.06:532.5.013.4

ГРАВИТАЦИОННАЯ НЕУСТОЙЧИВОСТЬ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА ПРИ ОСВОЕНИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Шулюпин Александр Николаевич,
ans714@mail.ru

Институт горного дела ДВО РАН,
Россия, 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, 51.

Актуальность исследования обусловлена поиском путей повышения эффективности освоения геотермальных месторождений на основе обеспечения устойчивой работы системы добычи и транспортировки пароводяного теплоносителя.

Цель: определить природу и условия развития неустойчивости пароводяного течения в добычных скважинах и наземных трубопроводах при освоении геотермальных месторождений.

Методы: применение законов классической динамики к элементу движущейся среды с учетом особенностей газожидкостного течения; анализ условий возникновения и развития гравитационной неустойчивости пароводяного течения при освоении геотермальных месторождений.

Результаты. Описан один из механизмов, относящийся к макроскопической темпоральной неустойчивости газожидкостного потока, рассмотрены особенности его реализации в системах добычи и транспортировки двухфазного теплоносителя при освоении геотермальных месторождений. Возникновение неустойчивости связано со спонтанным изменением импульса потока, выраженного в изменении массового расхода, а ее развитие – с наличием условий, в которых изменение импульса движущейся среды приводит к сходному по знаку изменению силы, вызывающей движение. Отмечено, что неустойчивость Лединегга является одним из проявлений данного механизма, который также может реализовываться в связи с изменением гравитационной силы, действующий на поток, обусловленным изменением плотности газожидкостной смеси при изменении расхода. Рассмотрены особенности реализации данного механизма в пароводяной скважине при освоении геотермальных месторождений, установлена его связь с полной практически определяемых графиков производительности скважин. Сформулировано условие для проявления инверсии графиков производительности.

Вывод. Гравитационная неустойчивость течения в трубах вызывается спонтанным изменением импульса потока и связывается с наличием условий, в которых изменение импульса движущейся среды приводит к изменению силы, вызывающей движение, усиливающему изменение импульса. При этом эффективное развитие данной неустойчивости в восходящих потоках осуществляется вверх по потоку, в нисходящих потоках – вниз по потоку.

Ключевые слова:

Геотермальное месторождение, газожидкостный поток, добычная скважина, пароводяная смесь, гравитационная неустойчивость, график производительности.

Введение

Проблема гидродинамической неустойчивости хорошо известна и охватывает широкий спектр приложений в различных областях практической деятельности современного общества. Несмотря на множество работ, посвященных указанной проблеме, в настоящее время известно не так много механизмов, убедительно описывающих возникновение и развитие того или иного типа неустойчивости.

В связи с активным развитием мировой геотермальной энергетики [1, 2] у данной проблемы обозначились новые направления, связанные с обеспечением устойчивости работы системы добычи и транспортировки теплоносителя. В процессе эксплуатации добычные пароводяные скважины, являющиеся основным поставщиком теплоносителя в геотермальной энергетике, имеют склонность к самозадавлению – скважины с низким пластовым давлением, работающие за счет парлифта, в результате развития в них неустойчивости способны самопроизвольно прекратить работу. Это приводит как минимум ко временной потере теплоносителя и необходимости проведения новой, затратной процедуры стимулирования работы скважины [3], а как максимум – к невозможности ее дальнейшей эксплуатации. Отметим, что само-

задавливание добычных скважин является острой проблемой при разработке крупнейшего отечественного геотермального месторождения Мутновское (Камчатка) [4].

В работе [5] на примере пароводяного течения в добычной скважине и наземном трубопроводе, транспортирующем пароводяной геотермальный теплоноситель, исследован один из механизмов возникновения и развития неустойчивости двухфазного потока. При этом отмечено, что исследованный механизм является проявлением основного закона классической динамики (второго закона Ньютона) и может определяться гравитационным эффектом в двухфазном потоке. Учитывая, что некоторые аспекты данного механизма, без детального рассмотрения самого механизма, оказались актуальными при исследовании в других областях [6, 7], а гравитационному эффекту не уделяется должного внимания при классификации типов неустойчивости [8], представляется целесообразным более подробное рассмотрение его общих аспектов.

Механизм возникновения и развития неустойчивости

Рассмотрим элемент потока, находящийся в канале постоянного сечения и занимающий длину L (рис. 1). Применим к данному элементу второй закон Ньютона с учетом одномерности течения вдоль оси канала

$$d(mv)/dt = (p_1 - p_2)S - F_f - F_g, \quad (1)$$

где (mv) – импульс выделенного элемента; p_1 – внешнее давление на сечение со стороны вверх по потоку (на входное сечение элемента); p_2 – внешнее давление на сечение со стороны вниз по потоку (на выходное сечение элемента); S – площадь поперечного сечения канала; F_f – сила трения; F_g – массовая (гравитационная) сила.

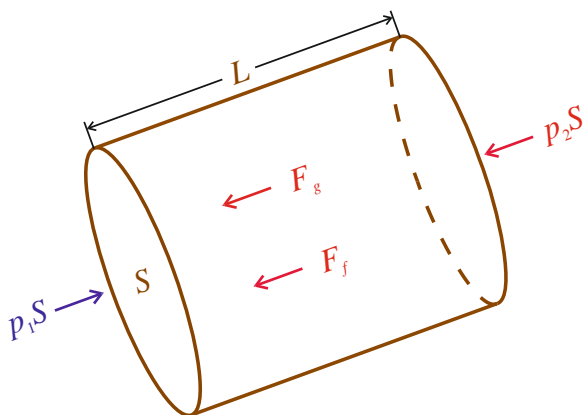


Рис. 1. Элемент канала течения и действующие на него силы

Fig. 1. Flow channel element and forces acting on it

Перейдем в уравнении (1) к частным производным, обозначая конвективную часть изменения импульса как силу инерции,

$$\partial(mv)/\partial t = (p_1 - p_2)S - F_f - F_g - F_c, \quad (2)$$

где F_c – сила инерции, связанная с конвективным изменением импульса.

Выразим импульс выделенного элемента через массовый расход

$$(mv) = GL, \quad (3)$$

где G – массовый расход; L – длина выделенного элемента.

Принимая во внимание неизменность длины элемента при взятии частной производной по времени, из (2) с учетом (3) получим

$$L\partial G/\partial t = (p_1 - p_2)S - F_f - F_c - F_g. \quad (4)$$

Особенностью уравнения (4) является то, что правая часть, выражающая действующую на элемент суммарную силу, зависит от расхода, изменение которого в явном виде содержится в левой части, выражающей нестационарное изменение импульса. Если возмущение в виде спонтанного увеличения массового расхода, т. е. увеличения импульса, приведет к увеличению суммарной силы, вызывающей движение, такая реакция вызовет еще большее увеличение расхода, следовательно, возмущение будет усиливаться и устойчивость течения будет нарушена. Но если такое возмущение будет приводить к снижению суммарной силы, его развития не будет, напротив, реакция силы будет способствовать подавлению начального возмущения, т. е. течение будет обладать устойчивостью к возмущению. К аналогичному выводу о том, что условием устойчивости является отличие знака в ре-

акции внешней силы на изменение расхода, можно прийти, анализируя возмущение в виде спонтанного снижения массового расхода (снижение расхода должно увеличивать внешнюю силу).

Таким образом, возникновение рассматриваемой неустойчивости связывается со спонтанным изменением импульса, выраженного в изменении расхода, а ее развитие – с реакцией сил, вызывающих движение, усиливающей данное возмущение. При этом формальное выражение условия устойчивости определяется как отрицательное значение частной производной суммарной внешней силы по расходу, а нарушение этого условия, допускающее существование частной производной импульса (левая часть (4)), – как условие для существования макроскопической неустойчивости, имеющей темпоральный характер. Следовательно, условие устойчивости приобретает вид

$$\frac{\partial}{\partial G}((p_1 - p_2)S - F_f - F_c - F_g) < 0. \quad (5)$$

Введя обозначения

$$F_f + F_c + F_g = S\Delta p_{in},$$

$$p_1 - p_2 = \Delta p_{ex}, \quad (6)$$

где Δp_{in} – внутренний перепад давления, состоящий из перепадов давления на трение, конвективное ускорение и гравитацию; Δp_{ex} – внешний перепад давления, преобразуем (5) к виду

$$\frac{\partial \Delta p_{in}}{\partial G} > \frac{\partial \Delta p_{ex}}{\partial G}. \quad (7)$$

Соотношение (7) известно как условие, ассоциирующееся с неустойчивостью Ледингга [9, 10], проявляющейся в парогенерирующих, за счет подвода тепла, каналах. Для описания неустойчивости Ледингга традиционно используется феноменологический подход: увеличение расхода приводит к сокращению области двухфазного потока, создающего основные гидравлические сопротивления, что приводит к снижению общего перепада давления внутри канала, способствуя, при отсутствии достаточного компенсирующего внешнего действия, еще большему увеличению расхода. Таким образом, нарушение соотношения (7) определяет условия для развития неустойчивости.

Феноменологический подход и отсутствие темпоральных элементов в соотношении (7) определили отношение рассматриваемой неустойчивости к классу «статической» [11, 12]. Тем не менее природа этой неустойчивости, напротив, определяется возможностью появления темпорального элемента, т. е. по природе данную неустойчивость следует рассматривать как темпоральную макроскопическую, что позволит более широко подходить к анализу ее проявлений. Заметим, что динамическая природа подобной неустойчивости отмечена в [13], где с наличием некоторых неточностей выводятся аналоги уравнения (4) и соотношения (7).

Рассмотренный механизм возникновения и развития макроскопической темпоральной неустойчивости на практике не ограничивается неустойчивостью Ледингга, вызванной особенностями трения в парогенерирующих каналах. Подобная неустойчивость может развиваться также в связи с другими эффектами.

В работе [6] отмечена важность гравитационного эффекта в развитии неустойчивости в классическом варианте с подводом тепла к каналу течения, а в [5] на примере пароводяной геотермальной скважины показано, что рассмотренный механизм может наблюдаться в газожидкостном восходящем потоке и без подвода тепла к каналу течения и вызываться особенностью гравитационного эффекта (гравитационная неустойчивость).

Гравитационная неустойчивость в восходящем газожидкостном потоке

В восходящем потоке гравитационная сила, пропорциональная плотности среды, препятствует движению. Увеличение расхода способствует усилению турбулентности и более интенсивному перемешиванию потока, что в газожидкостной среде приводит к снижению коэффициента скольжения (отношения усредненных скоростей) фаз. Снижение коэффициента скольжения приводит к увеличению истинного объемного газосодержания, что в результате снижает плотность смеси и препятствующую движению гравитационную силу, т. е. способствует увеличению суммарной силы, вызывающей движение. При малых скоростях, соответственно малом влиянии трения и конвективного ускорения, данный эффект может приводить к отрицательному значению левой части условия (7), течение становится внутренне неустойчивым, его устойчивость может обеспечиваться только влиянием внешних давлений, выраженным правой частью (7) и определяемым условиями течения вверх и вниз по потоку от рассматриваемого элемента канала.

Применительно к геотермальной скважине, являющейся на практике вертикальной, иногда немного искривленной трубой длиной до 2 км и более, данный механизм имеет свою специфику. Трудно ожидать спонтанного изменения расхода сразу по всей длине канала. Логично предположить, что триггерами для развития неустойчивости являются флуктуации расхода, имеющие локальный характер, которые могут случаться как вблизи устья и забоя, так и в средней части скважины.

Поскольку рассматривается гравитационная природа неустойчивости, для скважины в целом основным моментом является реакция на флуктуации расхода общей массы смеси в ее стволе. Флуктуации расхода в средней части скважины не изменят общей массы смеси в ее стволе. Увеличение (или снижение) расхода на забое приведет к советуемому увеличению (или снижению) массы смеси. Только флуктуации на устье оказывают непосредственное влияние на развитие неустойчивости в скважине в целом – увеличение (или снижение) расхода снижает (или увеличивает) общую массу смеси, создавая условия для эффективного развития неустойчивости вверх по потоку, т. е. вглубь скважины. Таким образом гравитационная неустойчивость в восходящих потоках способна эффективно развиваться только вверх по потоку (вниз по рельефу).

Учитывая отмеченную особенность развития гравитационной неустойчивости, значительную глубину скважин и малую скорость распространения возмущений в пароводяном потоке [14], что предполагает наличие значительного интервала времени для достижения возмущением забоя, реакцию забойного давления не следует рассматривать как фактор, способный эффективно влиять на развитие неустойчивости в скважине. Исключение может быть сделано только для скважин с малой длиной участка двухфазного течения. С учетом этого и принимая во внимание выражение (6), для геотермальной скважины в целом, где под p_1 и p_2 понимается давление на забое и на устье, соответственно, условие устойчивости следует использовать в виде

$$\frac{\partial \Delta p_{in}}{\partial G} + \frac{\partial p_2}{\partial G} > 0, \quad (8)$$

при этом производную внешнего давления на выходное сечение элемента (устьевого давления) можно рассматривать как производную перепада давления в системе транспортировки добытого флюида от устья скважины.

Значительная длина канала для развития гравитационной неустойчивости в геотермальных скважинах обуславливает важность внутренней локальной неустойчивости, соответствующей условиям, когда левая часть (7) меньше нуля. Как отмечалось, в этом случае устойчивость может быть обеспечена правой частью данного условия, т. е. внешними по отношению к рассматриваемому элементу трубы условиями. Если рассматриваемый элемент сопряжен с аналогичными, также внутренне неустойчивыми элементами, то, очевидно, не будет необходимой внешней реакции для сдерживания развития неустойчивости. Следовательно, в данном локальном элементе может развиваться неустойчивость, влияя на структуру потока и вызывая проявления нестационарности, такие как пульсации параметров потока. Как показано в [15] область течения с внутренней неустойчивостью в скважинах может быть обширной, при этом как на забое, так и на устье течение может быть внутренне устойчивым. Заметим, что необходимые для развития неустойчивости в скважине возмущения и условия на устье могут создаваться как гидродинамическими процессами в области внутренней неустойчивости (перемещением проявлений нестационарности из соответствующих зон внутри скважины), так и теплофизическими процессами в области сопряжения скважины с питающим пластом.

Изложенные представления об устойчивости течения позволили объяснить ряд явлений, наблюдаемых при испытании и эксплуатации пароводяных геотермальных скважин и имеющих сложности в трактовке на основе ранее существовавших представлений [15]. В частности, дана трактовка таких явлений, как инверсия графиков производительности и неустойчивый режим работы при эксплуатации с устьевым давлением, входящим в диапазон устойчивой работы при испытаниях. Заметим, что рассмотренная гравитационная неустойчивость, имеющая важное значение для

процессов освоения высокопотенциальных геотермальных месторождений, не вписывается в принятую в настоящее время классификацию типов неустойчивости [8].

Инверсия графиков производительности пароводяных скважин

Наиболее ярким проявлением специфики пароводяной скважины является инверсия графиков производительности, которая ранее рассматривалась с привлечением численных расчетов по соответствующей математической модели пароводяного течения [15]. Учитывая возможные вопросы, связанные с погрешностью расчетов, представляется целесообразным рассмотреть инверсии в контексте данной неустойчивости без привлечения численных расчетов.

График производительности является важнейшей характеристикой скважины и отражает зависимость расхода скважины от устьевого давления. Опытное определение графиков производительности осуществляется непосредственно после строительства скважин и повторяется по мере необходимости в процессе эксплуатации. Для этого измеряется расход пароводяной смеси на некоторых ступенях устьевого давления при достижении на них стабилизации расхода (обычно время стабилизации составляет около суток).

Инверсия графиков производительности наблюдается не всегда, более того, не на всех месторождениях, по ряду причин, в том числе, вследствие того, что данное явление имеет место при малых расходах, часто не представляющих практический интерес и не попадающих в диапазон проводимых испытаний. Заметим, что некоторыми специалистами инверсия не признается вовсе и типовым считается график без инверсии [16].

Существование инверсии автором не подвергается сомнению, поскольку неоднократно приходилось сталкиваться с этим явлением в процессе испытания скважин. Обычно в начале испытаний скважина переводится на максимальный расход при полностью открытой запорной арматуре на расходомерной установке, производится замер расхода на первой ступени. Затем прикрывается задвижка на входе в расходомерную установку, возрастает устьевое давление, снижается расход, производится замер на следующей ступени, и так далее. Инверсия заключается в том, что в некоторый момент дальнейшее прикрытие задвижки на входе в расходомерную установку приводит не к росту, а снижению устьевого давления, т. е. снижение расхода наблюдается на фоне снижения устьевого давления. На рис. 2 для примера показан график производительности, полученный при непосредственном участии автора на одной из скважин Паужетского месторождения (Камчатка) по семи ступеням устьевого давления (семь измерений расхода).

График состоит из «типовой», верхней, нисходящей ветви при больших расходах и «нетиповой», нижней, восходящей ветви при малых расходах. Поскольку устьевое давление является разностью давления на забое, выступающего как внешнее давление на

входе (p_1), и перепада давления в скважине, для нетиповой ветви с положительным тангенсом угла наклона и, следовательно, положительным знаком производной устьевого давления по расходу справедливо условие

$$\frac{\partial p_1}{\partial G} - \frac{\partial \Delta p_{in}}{\partial G} > 0. \quad (9)$$

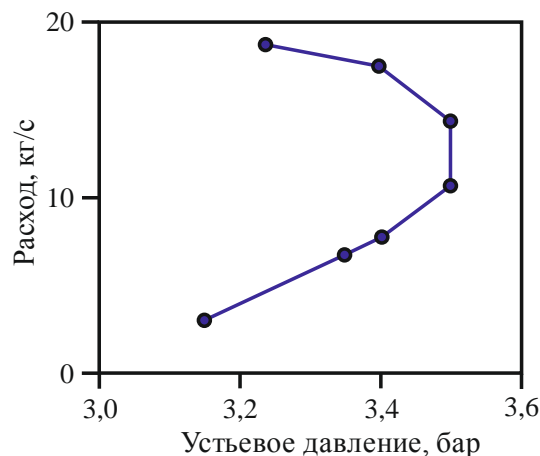


Рис. 2. График производительности скважины 108 Паужетского месторождения (испытание 2013 г.)

Fig. 2. Productivity curve of well 108 of the Pauzhetskoe field (2013 test)

Исключая гипотетические случаи, на практике первое слагаемое (9) всегда меньше нуля. Поэтому нетиповая ветвь может существовать только при отрицательном значении частной производной внутреннего перепада давления по расходу. С учетом этого из условия (8) следует, что устойчивая работа скважины на нетиповой ветви возможна лишь при наличии стабилизирующего эффекта, выраженного производной устьевого давления. Т. е. на нетиповой ветви устьевое давление не может быть постоянным абсолютно – для обеспечения устойчивости течения внешнее (со стороны системы транспортировки от скважины) устьевое давление должно соответствующим образом реагировать на изменение расхода, создавая стабилизирующий эффект.

Как отмечалось, обычно при испытаниях происходит дросселирование потока задвижкой на входе в расходомерную установку. Создаваемый при этом перепад давления на задвижке зависит от расхода, создавая стабилизирующий эффект. Если проводить испытания с действительно постоянным, не зависящим от расхода, устьевым давлением, то нетиповой ветви наблюдаться не будет. Более того, не будет наблюдаться часть типовой ветви. Действительно, при абсолютно постоянном устьевом давлении, согласно (8), устойчивое течение возможно лишь при положительном значении производной внутреннего перепада давления. В то же время для типовой ветви, учитывая отрицательный тангенс угла наклона, имеем

$$\frac{\partial p_1}{\partial G} - \frac{\partial \Delta p_{in}}{\partial G} < 0. \quad (10)$$

При отрицательном первом слагаемом условие (10) допускает не только положительное, но отрицательное значение производной внутреннего перепада давления. Таким образом, из типовой ветви выпадает часть графика, в которой производная внутреннего перепада находится в диапазоне

$$\frac{\partial p_1}{\partial G} < \frac{\partial \Delta p_{in}}{\partial G} < 0. \quad (11)$$

Именно этой, «потерянной», частью графика объясняется неустойчивый режим работы при эксплуатации с устьевым давлением, входящим в диапазон устойчивой работы при испытаниях, наблюдавшийся на некоторых скважинах Мутновского месторождения [15]. Испытания проводились при наличии стабилизирующего эффекта, вызванного дросселированием потока на задвижке перед расходомерной установкой, а эксплуатация осуществляется при относительно постоянном устьевом давлении, определяемом давлением в групповом (одном на несколько скважин) сепараторе. Первый случай допускает возможность отрицательного значения первого слагаемого условия устойчивости (8) в диапазоне (11), во втором случае такая возможность исключается, поскольку второе слагаемое (9) равно нулю.

Анализ условий (8) и (11) позволяет сформулировать общее условие устойчивой работы на нетиповой ветви графика производительности,

$$-\frac{\partial p_2}{\partial G} < \frac{\partial \Delta p_{in}}{\partial G} < \frac{\partial p_1}{\partial G}. \quad (12)$$

Если по каким-либо причинам в процессе опробования скважины не удастся обеспечить выполнение условия (12), инверсия наблюдаться не будет.

Гравитационная неустойчивость в нисходящем потоке

Около тридцати лет назад в мировой практике начала активно применяться транспортировка геотермального теплоносителя в двухфазном состоянии [17], достигшая в текущем веке широких масштабов [18, 19]. Двухфазная транспортировка принята в качестве основной при освоении Мутновского месторождения (Камчатка), которое обеспечивает теплоносителем две крупнейшие отечественные геотермальные электростанции, вырабатывающие более 80 % отечественной электроэнергии на геотермальных ресурсах. Наземные трубопроводы обладают широким спектром углов наклона относительно горизонтальной плоскости, имеют место как восходящие, так и нисходящие потоки. В том числе, на указанном месторождении имеются трубопроводы, транспортирующие смесь вниз по рельефу с перепадом высот более 100 м [20]. В этой связи представляется интересным изучение гравитационной неустойчивости не только в восходящих, но и в нисходящих потоках.

В нисходящих потоках, в отличие от восходящих, гравитация не противодействует, а способствует движению. Снижение плотности смеси при увеличении расхода не увеличивает суммарную движущую силу за счет гравитационного эффекта, как в восходящих потоках, а снижает ее. Проявление гравитационной не-

устойчивости в нисходящих потоках следует ожидать только в случае, когда при увеличении расхода плотность смеси возрастает, увеличивая суммарную движущую силу. Анализ особенностей газожидкостного течения показывает на возможность такого случая.

Известно, что в нисходящих потоках с малыми скоростями скорость жидкой фазы может превышать скорость газа. В этом случае увеличение расхода, усиливающее турбулентность и вызывающее перемешивание фаз, стремящееся выровнять их скорости, будет способствовать увеличению плотности смеси. Т. е. при малых скоростях течения теоретически могут существовать условия, в которых частная производная внутреннего перепада давления по расходу меньше нуля, и устойчивость, согласно условию (7) может обеспечиваться только за счет внешней реакции, а при ее отсутствии или недостаточности в потоке будет развиваться гравитационная неустойчивость.

Следует отметить еще одну особенность гравитационной неустойчивости в нисходящих потоках. Как было отмечено ранее, в восходящих потоках увеличение расхода на входе в трубу не снижает массу смеси в трубе в целом, что не способствует увеличению общей движущей силы, поэтому гравитационная неустойчивость эффективно развивается только от выхода ко входу. В нисходящих потоках, напротив, рост расхода на входе увеличивает массу смеси в трубе в целом, увеличивая общую движущую силу, а рост расхода на выходе снижает общую движущую силу. Таким образом, в нисходящих потоках эффективное развитие гравитационной неустойчивости осуществляется от входа к выходу.

Важно также подчеркнуть, что в одном трубопроводе, как правило, встречаются участки с различным наклоном. Поэтому для трубопровода актуально изучение внутренней и локальной, на отдельных участках, неустойчивости. В целом для локальных участков, имеющих небольшую длину, условие устойчивости будет определяться соотношением (7). Для протяженных нисходящих трубопроводов, с учетом отмеченной специфики (развитием вниз по потоку, что позволяет пренебречь производной давления на выходе), условие устойчивости следует использовать в виде

$$\frac{\partial \Delta p_{in}}{\partial G} - \frac{\partial p_1}{\partial G} > 0,$$

где в качестве давления на входе p_1 в данном случае обычно выступает устьевое давление (давление на выходе из скважины или на входе в наземный трубопровод).

Выводы

1. Возникновение одного из механизмов неустойчивости течения в трубах связывается со спонтанным возмущением импульса потока, выраженного в изменении массового расхода. Развитие данной неустойчивости обусловлено наличием условий, в которых возмущение импульса движущейся среды приводит к изменению силы, вызывающей движение, усиливающему начальное возмущение.

2. Примерами проявления данного механизма являются известная неустойчивость Лединегга, обусловленная особенностями трения в парогенерирующих каналах, а также гравитационная неустойчивость газожидкостного потока в наклонных каналах, обусловленная изменением плотности смеси при изменении расхода.
 3. Полнота практического определения графиков производительности пароводяных скважин зависит от условий течения вниз по потоку от устья, включая специфику измерения расхода на различных ступенях давления, определяющих реакцию внешнего устьевого давления на изменение расхода. Для наблюдения инверсии графиков производительности необходимо выполнение условия (12).
 4. Устойчивая эксплуатация скважины без стабилизирующей реакции внешнего устьевого давления возможна не во всем диапазоне параметров, соответствующих устойчивой работе в процессе ее опробования при наличии указанной реакции.
 5. Эффективное развитие гравитационной неустойчивости для восходящих течений осуществляется вверх по потоку, в нисходящих течениях – вниз по потоку.
- Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-05-00161.*

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bertani R. Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report // *Geothermics*. – 2016. – V. 60. – P. 31–43.
2. Hutter G.W. Geothermal power generation in the world 2015–2020 update report // *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1*. – Reykjavik, Iceland, 2021. – № 01017. – P. 1–17.
3. Mubarak M.H., Zarrouk S.J. Discharge stimulation of geothermal wells: Overview and analysis // *Geothermics*. – 2017. – V. 70. – P. 17–37.
4. Шулюпин А.Н., Любин А.А., Чернев И.И. Оценка эффективности парлифтной добычи флюида на Мутновском геотермальном месторождении (Камчатка) при разработке глубоких горизонтов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 9. – С. 67–73.
5. Шулюпин А.Н. Неустойчивость течения в добычной скважине на месторождении парогидротерм // *Записки Горного института*. – 2016. – Т. 220. – С. 551–555.
6. Ma Z., Fang X. An overview of gravity effects on flow boiling instabilities // *Progress in Aerospace Sciences*. – 2022. – V. 128. – № 100764. – P. 1–26.
7. Su Y., Li X., Wu X. Theoretical analysis of Ledinegg instability and density wave oscillation using dimensionless numbers // *Applied Thermal Engineering*. – 2022. – V. 201. – № 117805. – P. 1–21.
8. O'Neill L.E., Mudawar I. Review of two-phase flow instabilities in macro- and micro-channel systems // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2020. – V. 157. – № 119738. – P. 1–43.
9. Ruspini L.C., Marcel C.P., Clausse A. Two-phase flow instabilities: a review // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2014. – V. 71. – P. 521–548.
10. Study on Ledinegg instability of two-phase boiling flow with bifurcation analysis and experimental verification / F. Liu, Z. Yang, B. Zhang, T. Li // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2020. – V. 147. – № 118954. – P. 1–15.
11. Boure J., Bergles A., Tong L. Review of two-phase flow instabilities // *Nucl. Eng. Des.* – 1973. – V. 25. – P. 165–192.
12. Nayak A.K., Vijayan P.K. Flow instabilities in boiling two-phase natural circulation systems: a review // *Science and Technology of Nuclear Installations*. – 2008. – ID 573192. – P. 1–15.
13. Non-linear analysis of nitrogen pressure drop instability in micro/mini-channels / Y. Kuang, W. Wang, J. Miao, H. Zhang, X. Yu // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2020. – V. 147. – № 118953. – P. 1–13.
14. Фисенко В.В. Критические двухфазные потоки. – М.: Атомиздат, 1978. – 160 с.
15. Шулюпин А.Н. Устойчивость режима работы пароводяной скважины. – Хабаровск: ООО «Амурпринт», 2018. – 136 с.
16. March A. Modelling a geothermal steam fields to evaluate well capacities and assist operational decisions // *Proceedings World Geothermal Congress 2015*. – Melbourne, Australia, 2015. – № 25008. – P. 1–9.
17. Zhao H.D., Lee K.C., Freeston D.H. Geothermal two-phase flow in horizontal pipes // *Proceedings World Geothermal Congress 2000*. – Kyushu–Tohoku, 2000. – P. 3349–3353.
18. Thermal efficiency of the Los Humeros Geothermal Field fluid transportation network / A. Garcia-Gutierrez, J.I. Martinez-Estrella, R. Ovando-Castelar, A. Vazquez-Sandoval, C. Rosales-López // *Proceedings World Geothermal Congress 2015*. – Melbourne, Australia, 2015. – № 25007. – P. 1–6.
19. Rizaldy, Zarrouk S.J. Pressure drop in large diameter geothermal two-phase pipelines // *Proc. 38th New Zealand Geothermal Workshop*. – New Zealand, 2016. – P. 1–5.
20. Шулюпин А.Н., Варламова Н.Н. Определение истинного объемного паросодержания при гидравлическом расчете трубопроводов пароводяной геотермальной смеси // *Теплоэнергетика*. – 2021. – № 5. – С. 72–77.

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Шулюпин А.Н., доктор технических наук, директор Института горного дела ДВО РАН.

UDC 622.06:532.5.013.4

GRAVITATIONAL INSTABILITY OF GAS-LIQUID FLOW AT DEVELOPMENT OF GEOTHERMAL FIELDS

Aleksandr N. Shulyupin,
ans714@mail.ru

¹ Mining Institute of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences,
51, Turgenev street, Khabarovsk, 680000, Russia.

The relevance of the study is caused by the search for ways to increase the efficiency of the development of geothermal fields on the basis of ensuring the stable operation of the system for the production and transportation of steam-water fluid.

Purpose: to determine the nature and conditions for the development of instability of the steam-water flow in production wells and transport pipelines during the development of geothermal fields

Methods: application of the laws of classical dynamics to an element of a moving medium, taking into account the features of a gas-liquid flow; analysis of the conditions for the emergence and development of gravitational instability of the steam-water flow during the development of geothermal fields.

Results. One of the mechanisms related to the macroscopic temporal instability of a gas-liquid flow is described, and the features of its implementation in systems for the production and transportation of heat agent during the development of geothermal fields are considered. The emergence of instability is associated with a spontaneous change in the momentum of the flow, expressed in a change in the mass flow rate, its development is associated with the presence of conditions in which a change in the momentum of a moving medium leads to similar in sign change of moving force. It is noted that the Ledinegg instability is one of the manifestations of this mechanism, which can also be realized in connection with a change in the gravitational force acting on the flow, due to a change in the density of the gas-liquid mixture with a change in flow rate. The features of the implementation of this mechanism in a steam-water well during the development of geothermal fields are considered and its connection with the completeness of practically determined productivity curves of wells is established. A condition for the manifestation of inversion of productivity curves is formulated.

Conclusion. The gravitational instability of the flow in pipes is caused by a spontaneous change in the momentum of the flow and is associated with the presence of conditions in which a change in the momentum of the moving medium leads to a change in the force that causes the movement, which enhances the change in the momentum. In this case, the effective development of this instability in ascending flows is carried out upstream, in descending flows – downstream.

Key words:

Geothermal field, gas-liquid flow, production well, steam-water mixture, gravitational instability, productivity curve.

The reported study was funded by RFBR, project number 20-05-00161 A.

REFERENCES

- Bertani R. Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report. *Geothermics*, 2016, vol. 60, pp. 31–43.
- Huttrer G.W. Geothermal Power Generation in the World 2015–2020 Update Report. *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1*. Reykjavik, Iceland, 2021. No. 01017. pp. 1–17.
- Mubarak M.H., Zarrouk S.J. Discharge stimulation of geothermal wells: overview and analysis. *Geothermics*, 2017, vol. 70, pp. 17–37.
- Shulyupin A.N., Lyubin A.A., Chernev I.I. Assessment of the efficiency of steam-lite fluid production at the mutnovskoe geothermal field (Kamchatka) in the development of deep horizons. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 9, pp. 67–73. In Rus.
- Shulyupin A.N. Flow instability in producing well at flash-steam fields. *Zapiski Gornogo instituta*, 2016, vol. 220, pp. 551–555.
- Ma Z., Fang X. An overview of gravity effects on flow boiling instabilities. *Progress in Aerospace Sciences*, 2022, vol. 128, no. 100764, pp. 1–26.
- Su Y., Li X., Wu X. Theoretical analysis of Ledinegg instability and density wave oscillation using dimensionless numbers. *Applied Thermal Engineering*, 2022, vol. 201, no. 117805, pp. 1–21.
- O'Neill L.E., Mudawar I. Review of two-phase flow instabilities in macro- and micro-channel systems. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2020, vol. 157, no. 119738, pp. 1–43.
- Ruspini L.C., Marcel C.P., Clause A. Two-phase flow instabilities: a review. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2014, vol. 71, pp. 521–548.
- Liu F., Yang Z., Zhang B., Li T. Study on Ledinegg instability of two-phase boiling flow with bifurcation analysis and experimental verification. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2020, vol. 147, no. 118954, pp. 1–15.
- Boure J., Bergles A., Tong L. Review of two-phase flow instabilities. *Nucl. Eng. Des.*, 1973, vol. 25, pp. 165–192.
- Nayak A.K., Vijayan P.K. Flow instabilities in boiling two-phase natural circulation systems: a review. *Science and Technology of Nuclear Installations*, 2008, ID 573192, pp. 1–15.
- Kuang Y., Wang W., Miao J., Zhang H., Yu X. Non-linear analysis of nitrogen pressure drop instability in micro/mini-channels. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2020, vol. 147, no. 118953, pp. 1–13.
- Fisenko V.V. *Kriticheskie dvukhfaznye potoki* [Critical two-phase flows]. Moscow, Atomizdat Publ., 1978. 160 p.
- Shulyupin A.N. *Ustoichivost rezhima raboty parovodyanoi skvazhiny* [Stability of the steam-water well mode]. Khabarovsk, Amurprint LLC Publ., 2018. 136 p.
- March A. Modelling a geothermal steam fields to evaluate well capacities and assist operational decisions. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*. Melbourne, Australia, 2015. No. 25008, pp. 1–9.
- Zhao H.D., Lee K.C., Freeston D.H. Geothermal two-phase flow in horizontal pipes. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*. Kyushu-Tohoku, 2000. pp. 3349–3353.
- Garcia-Gutierrez A., Martinez-Estrella J.I., Ovando-Castelar R., Vazquez-Sandoval A., Rosales-López C. Thermal efficiency of the Los Humeros Geothermal Field fluid transportation network. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*. Melbourne, Australia, 2015. no. 25007, pp. 1–6.
- Rizaldy, Zarrouk S.J. Pressure drop in large diameter geothermal two-phase pipelines. *Proc. 38th New Zealand Geothermal Workshop*. New Zealand, 2016. pp. 1–5.
- Shulyupin A.N., Varlamova N.N. Determining the void fraction in the hydraulic design of geothermal steam-water mixture piping. *Thermal Engineering*, 2021, vol. 68, no. 5, pp. 395–399.

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Aleksandr N. Shulyupin, Dr. Sc., director, Mining Institute of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА СБАЛАНСИРОВАННОМ ДАВЛЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЗРИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Шаляпин Денис Валерьевич¹,
shaliapin2015@yandex.ru

Шаляпина Аделя Данияровна¹,
shaljapinaad@tyuiu.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность работы заключается в необходимости уменьшения воздействия на газовые пласты с аномально низкими давлениями с помощью усовершенствованной технологии бурения на сбалансированном давлении путем применения пенных растворов на углеводородной основе.

Цель: изучение отечественного и мирового опыта применения технологии бурения на сбалансированном давлении; анализ методик исследований и создания пен для строительства скважин; оптимизация технологии для применения при строительстве скважин на газовые объекты с аномально низким пластовым давлением путем замены бурового раствора в законном пространстве на пенную промывочную жидкость; исследование возможности создания стабильных азрированных растворов на углеводородной основе; анализ действия разных поверхностно-активных веществ на процесс создания безводных пен на различной основе; определение наиболее эффективных комбинаций амфифильных химических реагентов и основ для разработки азрированных растворов на углеводородной основе.

Объекты: технология бурения на сбалансированном давлении с использованием пен на углеводородной основе; поверхностно-активные вещества различной природы для создания азрированных буровых растворов на безводной основе.

Методы: анализ опыта применения технологии бурения на сбалансированном давлении, совершенствование технологии путем замены жидкостных растворов на пенные промывочные жидкости, анализ научной и производственной литературы по созданию азрированных растворов на безводной основе.

Результаты. Установлено, что в мировой практике существуют примеры успешного применения технологии бурения на сбалансированном давлении для строительства скважин в условиях аномально низких пластовых давлений. Определены наиболее эффективные лабораторные испытания для создания пен. Предложен способ совершенствования технологии бурения на сбалансированном давлении для строительства скважин на газовые объекты с низким давлением. Установлена необходимость разработки и применения пен на безводной основе для минимизации воздействия на фильтрационные характеристики газовых коллекторов. Проведен анализ стабилизирующей способности различных поверхностно-активных веществ для создания азрированных растворов на углеводородной основе.

Ключевые слова:

Аномально низкие пластовые давления, добыча газа, поверхностно-активные вещества, пенные растворы на безводной основе, технология контроля давления при бурении.

Введение

Вскрытие газовых пластов с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) стандартными буровыми растворами при репрессии в 5–10 % влечет за собой не только потерю фильтрационных свойств коллекторов, но и высокую вероятность возникновения поглощений [1]. Для снижения воздействия на пласт необходимо использовать методы, позволяющие бурить скважины на давлении, близком к пластовому. Технология бурения на сбалансированном давлении (Pressurized Mudcap Drilling Technology – PMCD) позволяет при вскрытии газовых объектов с АНПД снизить влияние на пласт до минимальных значений. Для усиления эффекта предлагается использовать азрированные буровые растворы на углеводородной основе в качестве межколонной жидкости для предотвращения поступления газа в скважину и образование стойких водонефтяных эмульсий.

Технология PMCD является развитием технологии бурения с контролем давления (MPD), она позволяет без изменения конструкции скважины производить ее

проводку в зонах с несовместимыми условиями бурения. При появлении первых признаков потери стабильности стенок скважины с помощью специализированного устьевого оборудования оперативно нагнетается давление, что предотвращает возникновение осыпей и обвалов, при поглощении раствора, наоборот, быстро снижается. В работах специалистов из разных стран описаны успешные случаи применения технологии контроля давления для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях [1–4].

Благодаря возможностям технологии по контролю забойного давления, ее целесообразно применять для строительства скважин на газовые объекты с АНПД, что позволит не только избежать осложнений, но и снизить негативное влияние на пласт. На рис. 1 показана классическая схема контроля давления в процессе бурения пластов с низким давлением. В базовом варианте для снижения воздействия на коллектор предполагается использование соленой воды, которая поступает на забой по бурильным трубам, и промывочной жидкости, закачиваемой в кольцевое про-

странство через роторный герметизатор. Варьирование скорости закачки жидкостей позволяет поддерживать скважину в стабильном состоянии, не допуская осложнений в виде проявлений или поглощений.

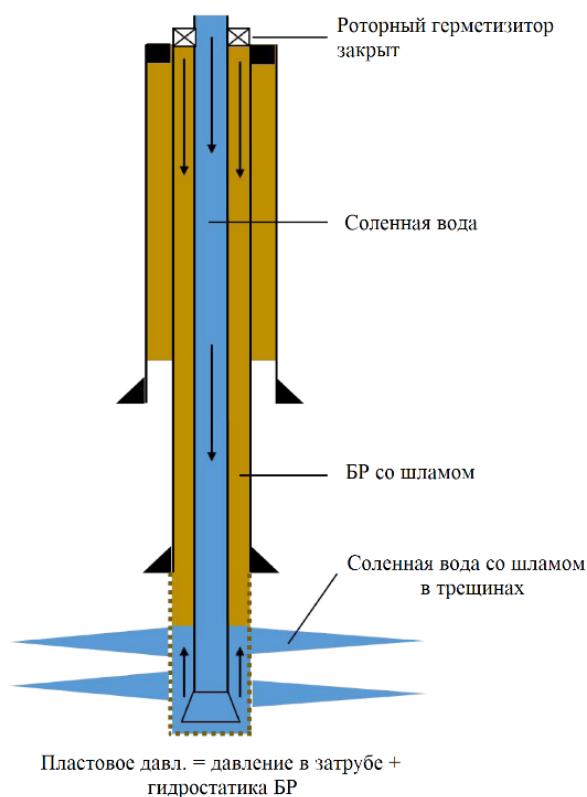


Рис. 1. Базовый вариант технологии бурения на сбалансированном давлении (PMCD)

Fig. 1. Basic version of the PMCD

С развитием геомеханического моделирования [3] применение технологии контроля давления в процессе бурения становится более актуальным, поскольку построенные модели на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями показывают, что безопасное «окно бурения» имеет резко изменяющийся характер. Для решения данной проблемы существует несколько вариантов: добавить в конструкцию скважины дополнительную обсадную трубу, увеличив металлоемкость конструкции, или использовать оборудование для контроля давления. Последний способ более предпочтителен, поскольку позволяет не только оставить базовую конструкцию скважины, но и снизить риск возникновения осложнений, связанных с потерей устойчивости ствола.

Однако в случае бурения скважин на истощенные газовые объекты, чье давление может быть значительно ниже гидростатического, необходимо модернизировать технологию путем закачки в затрубное пространство азрированной промывочной жидкости. Данное решение позволит понизить репрессию на пласт до минимальных значений за счет снижения плотности закачиваемой пены (рис. 2).

Изучение причин, снижающих продуктивность скважин и нефтеотдачу пластов при бурении на репрессии, привело к разработке технологии их строи-

тельства на равновесии и депрессии. Интерес к технологии бурения на депрессии и темпы ее внедрения за рубежом сопоставимы с теми, которые наблюдались в середине 1980-х гг. к новой тогда технологии бурения горизонтальных скважин. Поэтому технологию бурения и вскрытия продуктивных отложений на депрессии следует считать перспективной, а разработку облегченных растворов – актуальным направлением, позволяющим получить экономический эффект при строительстве скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами и на месторождениях в поздней стадии разработки с пониженными пластовыми давлениями.

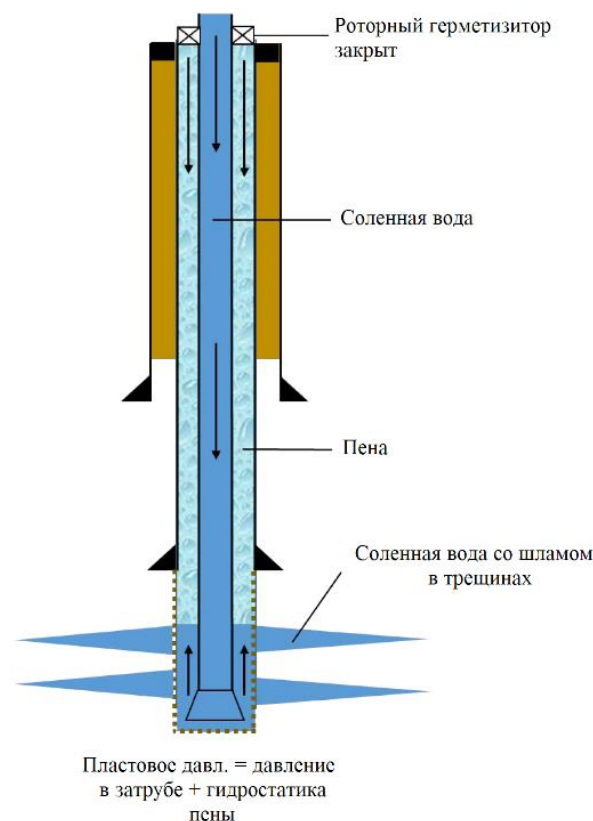


Рис. 2. Модернизированная технология бурения на сбалансированном давлении (PMCD)

Fig. 2. PMCD improved version

На сегодняшний день существует несколько методов снижения плотности промывочных жидкостей. Первый из них, стандартный, – это азрация, второй – применение эмульсионных растворов, и третий – применение твердых добавок, снижающих плотность промывочных жидкостей (табл. 1).

Преимущества азрированных растворов в качестве промывочного агента не ограничены возможностью регулирования давления. Кроме того, азрированные системы улучшают вынос частиц шлама благодаря явлению флотации (снижаются требования к расходу жидкой фазы). Происходит и самотампонирование каналов поглощения раствора благодаря эффекту Жамана. Закупоривающие свойства пен объясняются физико-химическими процессами, происходящими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт:

- разрушением гидратных слоев на твердой поверхности и частичной ее гидрофобизацией в результате адсорбции поверхностно-активного вещества (ПАВ);
- прилипанием пузырьков пены к гидрофобизированной поверхности поровых каналов;
- электровязкостными свойствами пен;
- увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Таблица 1. Типы промывочных жидкостей плотностью менее 1,0 г/см³

Table 1. Types of flushing liquid with a density less than 1,0 g/cm³

Промывочный агент Drilling mud	Основа промывочной жидкости Basis of flushing liquid	Получаемая плотность, г/см ³ Density, g/cm ³
Продувка воздухом (газом) Airflush (gas) drilling	Воздух, инертные газы (азот, углекислый газ), выхлопные газы Air, inert gases (nitrogen, carbon dioxide), exhaust gases	0,0006...0,0018
Азрированные жидкости Aerated fluids	Воздух (газ) + вода (нефть, дизельное топливо) Air (gas) + water (oil, diesel fuel)	0,10...1,00
Пены Foams	Воздух (газ) + вода + поверхностно-активное вещество + стабилизатор Air (gas) + water + surfactant + stabilizer	0,03...0,10
Растворы на углеводородной основе Oil-based mud	Нефть (дизельное топливо) + стабилизирующие и загущающие добавки Oil (diesel fuel) + stabilizing and thickening agent	0,85...0,98
Эмульсионные растворы, растворы на синтетической неводной основе Emulsion mud, synthetic non-aqueous mud	Синтетическая углеводородная жидкость (минеральное масло) + минерализованная вода (CaC ₁₂) + органофильный бентонит + эмульгатор Synthetic hydrocarbon fluid (mineral oil) + mineralized water (CaC ₁₂) + organophilic bentonite + emulsifier	0,85...1,10
Облегченный буровой раствор Lightened mud	Буровой раствор на водной или углеводородной основе + твердый наполнитель с низкой плотностью Water-based or oil-based drilling mud + solid filler with low density	0,65...0,98

Пенные растворы характеризуются удовлетворительным показателем фильтрации. Проникновение фильтрата такой промывочной системы в пласт будет существенно меньше, чем при применении классических буровых жидкостей, поскольку основной объем состоит из используемого газа в качестве основы. Таким образом, при проводке ствола скважины в глинистых отложениях их набухание будет незначительным.

Помимо этого, использование азрированных систем препятствует миграции газа к устью скважины, что является преимуществом по сравнению с использованием традиционных промывочных агентов. Для совершенствования данной технологии предлагается использовать пенные растворы на углеводородной основе. Успешный опыт применения такого типа раствора для бурения скважины с аномально низким пластовым давлением на побережье Мексиканского залива описывается в работах [4, 5]. Промывочная жидкость состояла из дизельного топлива, пресной воды с ингибиторами и газа. Согласно результатам опытов по созданию азрированного раствора в качестве газовой фазы можно использовать воздух, азот, природный или углекислый газ. Таким образом, составлен ряд требований, которому должны удовлетворять пенные промывочные жидкости:

1. *Продолжительное время стабильного состояния.* Для проверки данного показателя исследуются профили плотности жидкости относительно оси скважины при выполнении различных технологических операций (включение/отключение насосов, вращение бурильной колонны и т. д.). Нестабильная пена может вызвать разделение газовой и жидкой фаз, что приведет к изменению устьевого давления, повышению затрат на приготовление и закачку вновь приготовленной пены.
2. *Возможность циркуляции и управления давлением.* Данное требование обусловлено технологическими возможностями устьевого оборудования, по-

скольку максимальное рабочее давление роторного герметизатора – около 14 МПа. Исходя из этого, азрированный раствор должен обладать оптимальной вязкостью для одновременного уменьшения потерь давления на трение, поддержания стабильности пены и сохранения возможности предотвращения миграции газа.

3. *Обеспечение требуемой плотности пены.* Для определения необходимого удельного веса азрированного бурового раствора используется профиль плотности пены в статичном состоянии относительно глубины скважины, позволяющий установить закономерность изменения гидростатического давления вследствие повышенной сжимаемости газа относительно жидкости. Таким образом, изменения плотности пены должны находиться в предсказуемых пределах для поддержания забойного давления, незначительно превышающего пластовое.
4. *Возможность управлять притоком пластовых флюидов.* Свойства пенного раствора должны обеспечивать контроль притока пластовых флюидов, в особенности газа. В работе [6] подробно описаны физико-химические аспекты взаимодействия азрированных буровых растворов и пластового газа, возникающие в процессе бурения.
5. *Обеспечение создания достаточного количества пены в полевых условиях.* Поскольку данная технология и подобные ей не были применены на практике, необходимо опираться на опыт создания и применения пены как промывочной жидкости. В исследовании [7] приводятся исследования азрированных жидкостей и опыт их использования на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Согласно [7], создание пены зависит главным образом от размеров и распределения пузырьков газа в объеме промывочной жидкости.

Отдельно необходимо осветить вопрос влияния температуры на пенные буровые растворы. Для этого на практике используются температурные профили пены относительно оси скважины. По ним определяется изменение степени сжимаемости пены для регулирования технологических параметров (расход жидкой и газовой фаз, режим работы насосов) с целью

обеспечения требуемого уровня забойного давления. Авторами [8] приводятся подробные лабораторные исследования влияния скважинных условий на качество пен: установлено, что температура имеет определяющее значение при разработке аэрированных растворов, поскольку от ее величины зависит стабильность пенной промысловой жидкости (рис. 3).

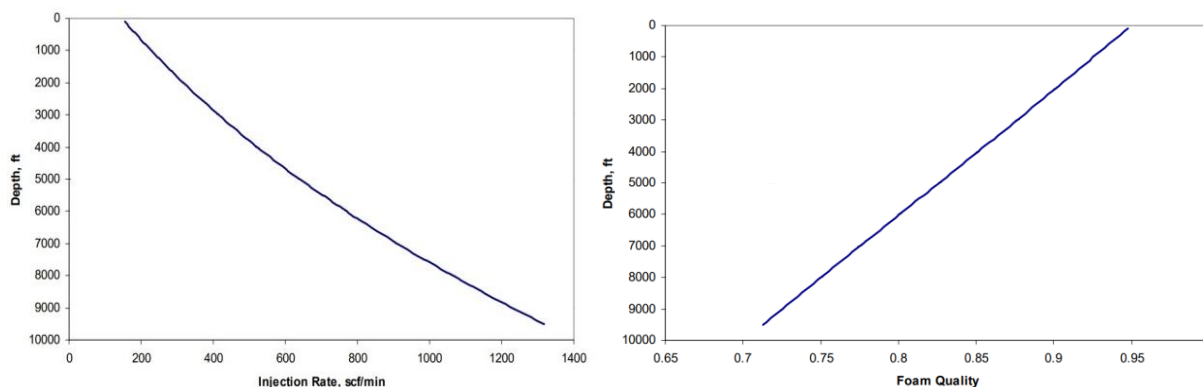


Рис. 3. Результаты исследования влияния внутрискважинных условий на стабильность аэрированного раствора
Fig. 3. Research results of the impact of downhole conditions on the stability of the aerated solution

Таблица 2. Перечень основных масел, предназначенных для создания аэрированных растворов

Table 2. List of basic oils intended for the creation of aerated solutions

Параметр Characteristic	Базовое масло Base oil	Дизельное топливо Diesel fuel	Минеральное масло Mineral oil	Олефин Olefine	Альфа-олефин Alpha-olefine	Парафин Paraffin	Синтетическое топливо GtL Synthetic fuel GtL
Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³		820–860	796	791	788	750–780	779
Температура вспышки, °C Flash point, °C		60	81	138	138	81	85
Температура потери текучести, °C Lowest float temperature, °C		–6–6	–39	–2,5	12	–12	–21
Вязкость, сП Viscosity, sP		1,2	1,3	4,2	3,6	1,4	2,2

Для создания аэрированных растворов на углеводородной основе на практике используются несколько базовых масел, выбор которых зависит от скважинных условий. Основные характеристики масел представлены в табл. 2.

Перед началом создания безводной пены необходимо установить механизмы влияния различных ПАВ на стабильность пенной системы. Для этого был проведен литературный анализ отечественных и иностранных источников.

Основной задачей при создании аэрированного бурового раствора является придание системе стабильности. Достигается это путем уменьшения поверхностного натяжения добавлением моющих амфифильных веществ, частицы которого образуют мономолекулярные слои с каждой стороны пленки [9–11].

Для создания устойчивых пен могут применяться молекулярно-растворимые ПАВ по той причине, что только они снижают поверхностное и межфазное натяжение. Другим важным свойством таких веществ является способность образовывать мицеллы, которые при необходимости могут восстанавливать пенные пленки.

Согласно результатам экспериментов [12] по оцениванию пенообразующей способности неионогенных и анионных ПАВ установлено, что разные типы амфифильных веществ имеют схожие аэрационные способности (рис. 4). Определено, что наиболее эффективным средством является оксэтилированный спирт, который используется в промышленности как моющее средство. Исследование пенообразования бинарных смесей ПАВ не показало существенных изменений результатов эксперимента по измерению высоты пены с течением времени.

В работе [13] изучались пенообразующие свойства сульфоната, ЛАБС натрия, лаурилсульфата натрия посредством определения поверхностного натяжения, краевого угла смачивания на границе раздела «раствор–жидкость», кратности и устойчивости пенного раствора. В результате установлено, что все исследуемые ПАВ обеспечивают необходимый угол смачивания, а минимальные поверхностные натяжения свойственны бинарным системам: ЛАБС натрия до 0,06–0,90 % с лаурилсульфатом натрия до 0,06–0,90 %, монореагентные ПАВ – до 0,3 %.

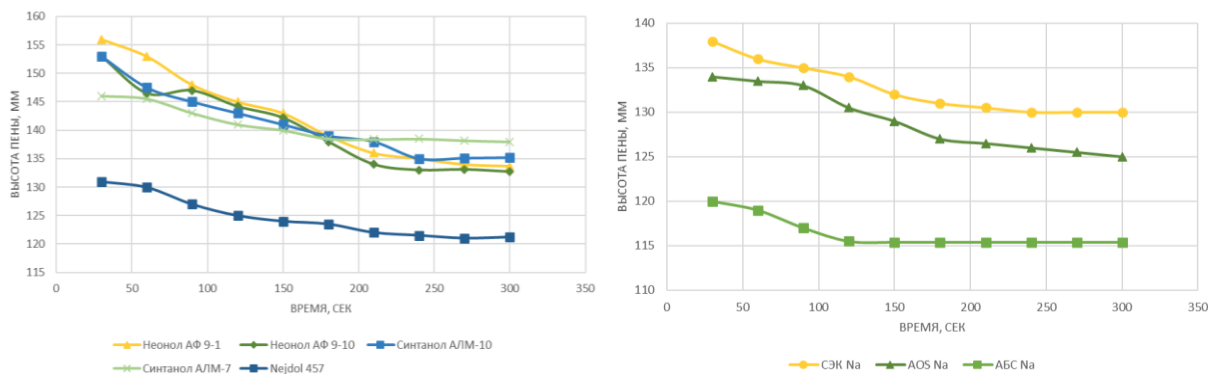


Рис. 4. Результаты испытаний аэрированных растворов (слева – неионогенные ПАВ, справа – анионные ПАВ)
Fig. 4. Results of studies of aerated solutions (on the left – nonionic surfactants, on the right – anionic surfactants)

Согласно итогам опыта по определению кратности аэрированного раствора определено, что наиболее стабильные жидкости получаются при применении лаурилсульфата натрия (0,2 %), ЛАБС натрия (0,2 %), смеси сульфанола (0,2 %) и лаурилсульфата натрия (0,1 %). Неудовлетворительные результаты показали растворы с добавлением сульфанола и лаурилсульфата.

Было установлено, что сочетание ПАВ может усиливать пенообразующее действие амфифильных реагентов. Добавление структурообразующих реагентов (полимера, карбоксиметилцеллюлозы, крахмала и проч.) повышает стабильность аэрированных буровых растворов. Результаты экспериментов представлены на рис. 5.

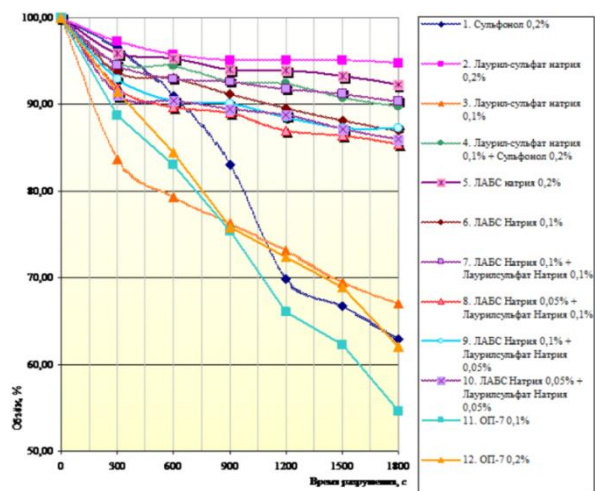


Рис. 5. Результаты измерения устойчивости аэрированных растворов

Fig. 5. Results of measuring the stability of aerated solutions

Помимо общеизвестных добавок по увеличению стабильности аэрированных буровых растворов авторы [5] предлагают использовать специализированные кремневые наночастицы, которые увеличивают термостабильность и уменьшают адсорбцию ПАВ на горных породах. Согласно рис. 6 установлено, что при оптимальном сочетании наночастиц и амфифильного вещества высота пены выше, чем при других вариациях аэрации раствора.

В работе [14] представлены результаты исследований пенообразующей способности различных сульфоновых ПАВ. Отмечено, что данный тип ПАВ имеет высокую термическую стабильность: при 200 °С большинство исследуемых сульфонов остались в исходном состоянии на более чем 90 % от первоначальной концентрации после 30 дней эксперимента. Далее температура испытаний была увеличена до 300 °С, деструкция значительно ускорилась – большинство реагентов распалось до одной трети менее чем за 15 дней нагрева. Алкилбензосульфат оказался наиболее стабильным, эффективность остальных ПАВ распределяется следующим образом: альфа-олефин – сульфаты спиртового эфира – синтетический алкиларилсульфонат – нефтяной сульфонат.

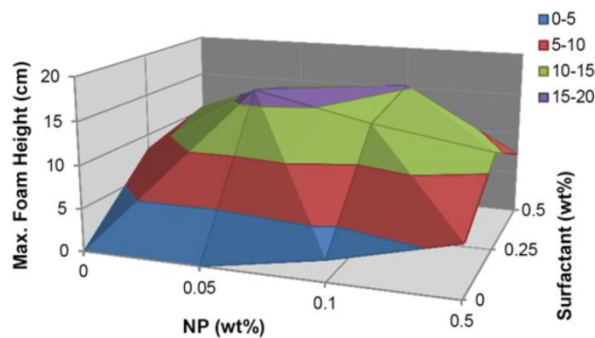


Рис. 6. Поверхность отклика, отражающая оптимальные концентрации наночастиц и амфифильных веществ

Fig. 6. Response surface reflecting optimal concentrations of nanoparticles and amphiphilic substances

Представленная выше информация, описывающая процесс пенообразования водных растворов, является полезной для понимания механизма аэрирования промывочных жидкостей на углеводородной основе. Однако из-за большой разницы в величине поверхностного натяжения (в углеводородных растворах 15–30 мН/м, у воды 72 мН/м) аэрирование безводных промывочных жидкостей требует иного подхода. По этой причине авторы работ [15–17] утверждают, что натяжение на поверхности у границы раздела сред не является определяющим фактором стабилизации пенного раствора на безводной основе. Установлено,

что из-за высокого сопротивления углеводов диссоциация ионов ПАВ не обеспечивает электростатическую стабилизацию.

Для решения задачи повышения стабильности пен безводных промывочных жидкостей необходимо применять соединения с большой молекулярной массой: простые углеводороды, полидиметилсилоксаны, фторуглероды, молекулы на основе белка и асфальтены.

ПАВ на основе простых углеводов представляют из себя молекулы, соединенные в длинные цепочки, что позволяет им, не растворяясь, стабилизировать безводные пены. Исследователями [18] приводится информация о создании аэрированного раствора на основе минерального масла с добавлением этоксилированного стеарилового спирта и полиэтиленгликоля, которые в углеводородной среде действуют как твердые стабилизаторы, осаждаясь на границах раздела фаз. Авторами [19] установлено, что эфиры жирных кислот действуют как ПАВ в маслах и при повышении концентрации увеличивают стабильность системы.

Амфифильные вещества на основе полидиметилсилоксана при увеличении молекулярной массы меньше растворяются в углеводородах и способны обеспечивать стабильное пенообразование [20].

Исследования фторсодержащих ПАВ показали перспективность использования данных реагентов при разработке газоблокирующих нефтяных ванн, что является полезным свойством при бурении газовых объектов.

Содержание асфальтенов и смол в сырой нефти облегчает образование стабильных пузырьков газа. Но необходимо учесть, что критическая концентрация алфальтенов составляет 10 %, поскольку излишнее их содержание приводит к образованию кластеров, склонных к выпадению в осадок. Установлено, что при определенном содержании смолы возможна сольubilизация асфальтенов, негативно влияющая на распределение ПАВ в растворе.

Сводная информация по созданным пенным растворам на безводной основе с использованием различных ПАВ представлена в табл. 3.

Таблица 3. Сопоставление безводной среды и необходимого поверхностно-активного вещества для создания аэрированного раствора

Table 3. Comparison of anhydrous medium and the necessary surfactant for creation an aerated solution

Среда Medium	Тип поверхностно-активного вещества Type of surfactant	Механизм стабилизации Stabilization mechanism
Минеральное масло, гликоль Mineral oil, glycol	Полиэтиленгликоль на основе токсилированного спирта Polyethylene glycol based on ethoxylated alcohol	Осаждение на границе раздела фаз, адсорбция твердого стабилизатора Deposition at the interface of phases, adsorption of a solid stabilizer
Р-ксилол/R-xylene	Триэтаноламмоний Triethanolammonium	Создание жидких кристаллов Creating liquid crystals
Глицерин/Glycerin	Додецилсульфат натрия Sodium dodecyl sulfate	
Жидкий парафин, сквалан, сквален, гексадекан, оливковое масло Liquid paraffin, squalane, squalene, hexadecane, olive oil	Сложные эфиры жирных кислот Fatty acid esters	Адсорбция твердого стабилизатора, создание жидких кристаллов Adsorption of solid stabilizer, creation of liquid crystals
Подсолнечное масло Sunflower oil	Фосфолипиды Phospholipids	Эффект Марангони The Marangoni Effect
Додекан Dodecan	Фторуглеродные поверхностно-активные вещества Fluorocarbon surfactants	Гелеобразный слой на границе раздела фаз, стерические силы Gel-like layer at the interface of phases, steric forces
27 различных масел, включая неполярные и полярные масла (пентан, сквалан, толуол, этиленгликоль, формамид, растительные масла, перфторогексан и т. д.) 27 different oils, including non-polar and polar oils (pentane, squalane, toluene, ethylene glycol, formamide, vegetable oils, perfluorohexane, etc.)	Полимер тетрафторэтилена Tetrafluoroethylene polymer	Стабилизация частицами для углов смачивания от 45 до 90° Particle stabilization for wetting angles from 45 to 90°
Смазочное масло Smoothing oil	Смазочные добавки Lubricating additives	Увлажнение Humidification
Сырая нефть Crude oil	Короткоцепочечные карбоновые кислоты и фенолы Short-chain carboxylic acids and phenols	Дилатационное поведение Dilated behavior
	Асфальтены Asphaltenes	
Сырая нефть и синтетическая нефть Crude oil and synthetic oil	Асфальтены и смолы Asphaltenes and resins	Повышение вязкости, выделение асфальтенов Increase in viscosity, release of asphaltenes
Толуол Toluene		Образование асфальтовых кластеров Formation of asphaltene clusters

Создание безводных аэрированных промывочных жидкостей в теории может решить две основные задачи: снижение плотности заколонной жидкости до 500–700 кг/м³ и уменьшение фильтрации в пласт несвязной воды бурового раствора, что в совокупности

будет способствовать сохранению естественных фильтрационных характеристик истощенных коллекторов.

Зарубежные компании ведут работы по созданию пенных растворов на безводной основе для бурения и освоения скважин. Так, в работе [21] приводится

пример успешного применения азрированной жидкости на нефтяной основе для бурения пластов, чувствительных к фильтрации воды. В статье [22] показаны сравнительные исследования применения различных технологических безводных жидкостей для проведения гидроразрыва пласта, в результате которых установлено, что пена на основе нефти меньше всего взаимодействует с коллектором и способна удерживать пропант. В отечественной научной и производственной литературе опыт применения азрированных углеводородов в качестве промывочной жидкости отсутствует.

Исходя из представленного выше материала будет изучен процесс образования пенных растворов на различных типах углеводных основ путем проведения экспериментов, описанных в работе [4]. Для проверки эффективности ПАВ предполагается использование ионогенных и анионных амфифильных веществ. Помимо этого, обозначатся закономерности их совместного влияния на стабильность безводных пен.

Заключение

Для бурения скважин на газовые объекты с аномально-низкими пластовыми давлениями целесообразно применять технологии, с помощью которых можно максимально сохранить коллекторские свойства пласта. Одной из таких технологий, успешное применение которой на данный момент осуществляется за рубежом, является бурение на сбалансированном давлении (PMCD). Модернизация технологии путем замены межколонного раствора на пенную промывочную жидкость на углеводородной основе позволит снизить репрессию на пласт за счет уменьшения плотности до 500 кг/м^3 . Использование углеводородной основы для азрированного раствора спо-

собствует сохранению фильтрационных свойств коллекторов.

Применение азрированных буровых растворов на безводной основе в мировой практике бурения и освоения скважин развивается, поскольку растут объемы трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Согласно результатам, полученным после применения данных растворов в Северной Америке, выявлена высокая эффективность пен при строительстве скважин, поскольку были сохранены коллекторские свойства пласта и не допущены проявления природного газа из разбуриваемого геологического объекта.

С помощью проведенного анализа научной и производственной литературы в области механизмов создания пен установлено, что целесообразно одновременно использовать два поверхностно-активных вещества различной природы, поскольку в таком случае проявляется синергетический эффект. Для повышения стабильности пен в жидкую составляющую раствора необходимо добавлять структурообразователи. Для аэрации буровых растворов на углеводородной основе в лабораторных исследованиях зарубежных компаний используются различные базовые масла, для которых эффективны определенные виды пенообразователей.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2022 гг.).

Исследование выполнено с использованием оборудования Центра коллективного пользования «Центр перспективных исследований и инновационных разработок» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Field application of near-balanced drilling using aqueous foams in Western Venezuela / Y. Rojas, P. Vieira, M. Borrell, J. Blanco, M. Ford, L. Nieto, G. Lopez, B. Atencio // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. – 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/74449-MS>.
2. Kamal B., Stoian E., MacFarlane G. Successful application of Managed Pressure Drilling MPD technology to reach TD in a Narrow Margin HPHT well in the North Sea – a case history // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/202107-MS>.
3. Successful implementation of the PMCD technology for drilling and completing the well in incompatible conditions at Severo – Danilovskoe oil and gas field / D. Krivolapov, I. Masalida, A. Polyarush, V. Visloguzov, A. Averkin, A. Rudykh, P. Ivanov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/206456-MS>.
4. Wang Ya., Thiberville C., Kam S. Numerical modeling, simulation and lab testing of foam-assisted mud cap drilling processes dealing with non-newtonian foam rheology // SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition. – 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200513-MS>.
5. Oil-based foam and proper underbalanced-drilling practices improve drilling efficiency in a Deep Gulf Coast well / J.J. Sepulveda, O.M. Falana, S. Kakadjian, J.D. Morales, F. Zamora, M. DiBiasio, E.C. Marshall, G.L. Shirley, D.J. Benoit, S.A. Tkach // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2008. DOI: <https://doi.org/10.2118/115536-MS>.
6. Samdani G.A., Gupta V.P. Gas migration in wellbores during Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD) // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE). – 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/205980-MS>.
7. Горонович В.С. Разработка и исследование рецептур гидрогелевых буровых растворов с конденсированной твердой фазой: на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2005. – 184 с.
8. Paknejad A., Schubert J., Amani M. Foam drilling simulator // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/105338-MS>.
9. Садомцева О.С. Очистка природной воды от неионогенных поверхностно-активных веществ сорбционным концентрированием: автореф. дис. ... канд. хим. наук. – Махачкала, 2006. – 24 с.
10. Остроумов С.А. Биологические эффекты при воздействии поверхностно-активных веществ на организмы. – М.: МАКС-Пресс, 2001. – 334 с.
11. Анализ пенообразующих свойств промышленных поверхностно-активных веществ и их бинарных смесей для синтетических мощных средств / Л.А. Дерзаева, А.И. Курмаева, В.П. Барabanov, Р.Р. Гайнутдинова, Ю.А. Шигабиева // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 5. – С. 18–20.
12. Nanoparticles as foam stabilizer for steam-foam process / M. Khajehpour, S. Reza Etminan, J. Goldman, F. Wassmuth // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/179826-MS>.

13. Турицына М.В. Обзор результатов исследований растворов поверхностно-активных веществ и газожидкостных смесей на их основе // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 2. – С. 271–279.
14. Non-aqueous and crude oil foams / Ch. Blázquez, E. Emond, S. Schneider, Ch. Dalmazzone, V. Bergeron // Oil & Gas Science and Technology. – 2016. – № 69 (3). DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst/2013186>.
15. Friberg S.E. Foams from non-aqueous systems // Current Opinion in Colloid and Interface Science. – 2010. – № 15. – P. 359–364. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cocis.2010.05.011>
16. Sanders P.A. Stabilization of aerosol emulsions and foams // Journal of the Society of Cosmetic Chemists. – 1970. – № 21. – P. 377–391.
17. Non-aqueous foam with outstanding stability in diglycerol monomyristate (olive oil system) / R.G. Shrestha, L.K. Shrestha, C. Solans, C. Gonzalez, K. Aramaki // Colloids and Surfaces: A Physicochemical and Engineering Aspects. – 2010. – № 353. – P. 157–165. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2009.11.007.
18. Robb I.D. Specialist surfactants. – London: Chapman and Hall, 1997. – 272 p.
19. Bergeron V., Hanssen J.E., Shoghl F.N. Thin-film forces in hydrocarbon foam films and their application to gas-blocking foams in enhanced oil recovery // Colloids and Surfaces: A Physicochemical and Engineering Aspects. – 1997. – № 123–124. – P. 609–622. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(96\)03808-3](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(96)03808-3).
20. Adil I., Maini B.B. Role of asphaltenes in foamy oil flow // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2007. – № 46 (4). – P. 18–23. DOI: <https://doi.org/10.2118/07-04-01>
21. Driscoll P.L., Bowen J.G., Roberts M.A. Oil base foam fracturing applied to the Niobrara shale formation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1980. DOI: <https://doi.org/10.2118/9335-MS>.
22. Laboratory evaluation of a natural gas-based foamed fracturing fluid / G. Beck, C. Nolen, K. Hoopes, Ch. Krouse, M. Poerner, A. Phatak, S. Verma // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/187199-MS>.

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Шаляпин Д.В., младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, аспирант Тюменского индустриального университета.

Шаляпина А.Д., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, аспирант Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276

OPTIMIZATION OF PRESSURIZED MUDCAP DRILLING TECHNOLOGY USING AERATED DRILLING FLUIDS FOR FORMATION EXPOSING IN LOW PRESSURE GAS RESERVOIR

Denis V. Shalyapin¹,
shaliapin2015@yandex.ru

Adelya D. Shalyapina¹,
shaljanaad@tyuiu.ru

¹ Industrial University of Tyumen,
70, Melnikayte street, Tyumen, 625048, Russia.

The relevance of the research is caused by decreasing negative influence on low pressure gas reservoirs by applying modernized Pressurized Mudcap Drilling Technology through usage of oil-based aerated fluids.

The main aim: to study domestic and international experience in the application of Pressurized Mudcap Drilling Technology; to analyze research methods and creation of foams for the construction of wells; to optimize technology for use in the construction of wells for gas facilities with abnormally low reservoir pressure by replacing liquid drilling fluid in the borehole annulus with aerated fluid; to investigate the possibility of creating stable aerated solutions on a hydrocarbon basis; to analyze the effects of various surfactants on the process of creating anhydrous foams on a different basis; to determine the most effective combinations of amphiphilic chemical reagents and bases for the development of aerated oil-based aerated solutions.

Objects: Pressurized Mudcap Drilling Technology and surfactants and stabilizer for oil-based foams; surfactants of various natures for the creation of aerated fluids on an anhydrous basis.

Methods: research experiences of Pressurized Mudcap Drilling Technology applying, modernization Pressurized Mudcap Drilling Technology, analyzing scientific and industrial literature to identify the most effective surfactants and stabilizer for oil-based foams on an anhydrous basis.

Results. It was established that in world practice there are examples of successful application of Pressurized Mudcap Drilling Technology for the construction of wells in conditions of abnormally low reservoir pressures. The most effective laboratory tests for the creation of foams were determined. A method for improving Pressurized Mudcap Drilling Technology for drilling for gas objects with low pressure is proposed. The necessity of developing and using anhydrous-based foams to minimize the impact on the filtration characteristics of gas collectors was established. The analysis of the stabilizing ability of various surfactants to create aerated fluids on oil-basis is carried out.

Key words:

Abnormal low reservoir pressure, gas production, surfactants, anhydrous foam solutions, Pressurized Mudcap Drilling Technology.

The research was carried out within the implementation of the State task in the field of science for fulfilment of scientific projects by the groups of scientific laboratories at the high education bodies under the jurisdiction of the Ministry of Science and Higher Education of the RF in the project: «Techniques of low-pressure gas production in the Cenomanian producing complex» (no. FEWN-2020-0013, 2020–2022).

The research was carried out using the equipment of the Central Research and Development Center «Center for Advanced Research and Innovative Developments» at Tyumen Industrial University.

REFERENCES

- Rojas Y., Vieira P., Borrell M., Blanco J., Ford M., Nieto L., Lopez G., Atencio B.. Field application of near-balanced drilling using aqueous foams in Western Venezuela. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, 2002. DOI: <https://doi.org/10.2118/74449-MS>.
- Kamal B., Stoian E., MacFarlane G. Successful application of Managed Pressure Drilling MPD technology to reach TD in a Narrow Margin HPHT well in the North Sea – a case history. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/202107-MS>.
- Krivolapov D., Masalida I., Polyarush A., Visloguzov V., Averkin A., Rudykh A., Ivanov P. Successful implementation of the PMCD technology for drilling and completing the well in incompatible conditions at Severo – Danilovskoe oil and gas. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/206456-MS>.
- Wang Ya., Thiberville C., Kam S. Numerical modeling, simulation and lab testing of foam-assisted mud cap drilling processes dealing with non-newtonian foam rheology. *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition*, 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/200513-MS>
- Sepulveda J.J., Falana O.M., Kakadjian S., Morales J.D., Zamora F., DiBiasio M., Marshall E.C., Shirley G.L., Benoit D.J., Tkach S.A. Oil-based foam and proper underbalanced-drilling practices improve drilling efficiency in a Deep Gulf Coast well. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2008. DOI: <https://doi.org/10.2118/115536-MS>
- Samdani G.A., Gupta V.P. Gas migration in wellbores during Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD). *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE)*, 2021. DOI: <https://doi.org/10.2118/205980-MS>
- Goronovich V.S. *Razrabotka i issledovanie retseptur gidrogelevykh burovnykh rastvorov s kondensirovannoy tverдой fazoy: na primere Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya*. Diss. Kand. nauk [Development and research of formulations of hydrogel drilling fluids with condensed solid phase: on the example of the Orenburg oil and gas condensate field. Cand. Diss.]. Tyumen, 2005. 184 p.
- Paknejad A., Schubert J., Amani M. Foam drilling simulator. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, 2007. DOI: <https://doi.org/10.2118/105338-MS>.
- Sadomceva O.S. *Ochistka prirodnoy vody ot neionogennykh pov-erkhnostno-aktivnykh veshchestv sorbtsionnym kontsentrirovaniem*. Avtoreferat Diss. Kand. nauk [Purification of natural water from nonionic surfactants by sorption concentration. Cand. Diss. Abstract]. Mahachkala, 2006. 24 p.

10. Ostroumov S.A. *Biologicheskie efekty pri vozdeystvii poverkhnostno-aktivnykh veshchestv na organizmy* [Biological effects exposed to surfactants on organisms]. Moscow, Maks-Press Publ., 2001. 334 p.
11. Derzaeva L.A., Kurmaeva A.I., Barabanov V.P., Gajnutdinova R.R., Shigabieva Yu.A. Analysis of foaming properties of industrial surfactants and their binary mixtures for synthetic detergents. *Bulletin of the Technological University*, 2016, vol. 19, no. 5, pp. 18–20. In Rus.
12. Khajehpour M., Etmnan S.R., Goldman J., Wassmuth F. Nanoparticles as foam stabilizer for steam-foam process. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 2016. DOI: <https://doi.org/10.2118/179826-MS>.
13. Turicyna M.V. Review of the results of studies of solutions of surfactants and gas-liquid mixtures based on them. *Modern Problems of Science and Education*, 2012, no. 2, pp. 271. In Rus.
14. Blázquez Ch., Emond E., Schneider S., Dalmazzone Ch., Bergeron V. Non-aqueous and crude oil foams. *Oil & Gas Science and Technology*, 2016, vol. 69, no. 3.
15. Friberg S.E. Foams from non-aqueous systems. *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, 2010, no. 15, pp. 359–364.
16. Sanders P.A. Stabilization of aerosol emulsions and foams. *Journal of the Society of Cosmetic Chemists*, 1970, vol. 21, pp. 377–391.
17. Shrestha R.G., Shrestha L.K., Solans C., Gonzalez C., Aramaki K. Non-aqueous foam with outstanding stability in diglycerol mono-myristate (olive oil system). *Colloids and Surfaces: A Physicochemical and Engineering Aspects*, 2010, no. 353, pp. 157–165.
18. Robb I.D. *Specialist surfactants*. London, Chapman and Hall Publ., 1997. 272 p.
19. Bergeron V., Hanssen J.E., Shoghl F.N. Thin-film forces in hydrocarbon foam films and their application to gas-blocking foams in enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces: A Physicochemical and Engineering Aspects*, 1997, no. 123–124, pp. 609–622.
20. Adil I., Maini B.B. Role of asphaltenes in foamy oil flow. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2007, vol. 46, no. 4, pp. 18–23.
21. Driscoll P.L., Bowen J.G., Roberts M.A. Oil base foam fracturing applied to the Niobrara shale formation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1980. DOI: <https://doi.org/10.2118/9335-MS>.
22. Beck G., Nolen C., Hoopes K., Krouse Ch., Poerner M., Phatak A., Verma S. Laboratory evaluation of a natural gas-based foamed fracturing fluid. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/187199-MS>.

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Denis V. Shalyapin, junior researcher, postgraduate, Industrial University of Tyumen.

Adelya D. Shalyapina, assistant, junior researcher, postgraduate, Industrial University of Tyumen.

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Илюшин Павел Юрьевич¹,
ilushin-pavel@yandex.ru

Вяткин Кирилл Андреевич¹,
kirill.vyatkin@girngm.ru

Козлов Антон Вадимович¹,
anton.kozlov@girngm.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования заключается в необходимости оценки изменения реологических свойств нефти в процессе образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Существующие корреляционные зависимости позволяют определить вязкость нефти при известной температуре и плотности, однако их применение возможно лишь для нефтей конкретного региона и при постоянном компонентном составе. При этом в процессе добычи нефти нередко возникает проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений, что непосредственно влияет на ее компонентный состав. В случае, когда температура нефти выше температуры начала кристаллизации парафина, отложения адгезируются на холодную поверхность лифтовой колонны или нефтепромыслового оборудования, что приводит к изменению компонентного состава нефти и улучшению реологических свойств. В случае, если температура нефти ниже температуры начала кристаллизации парафина, образование данных отложений происходит в ее объеме нефти с формированием суспензии «нефть–отложения» и сопровождается значительным ухудшением ее реологических свойств. Исследование изменения реологических свойств нефти в процессе образования асфальтосмолопарафиновых отложений необходимо для более корректного моделирования процессов ее транспортировки, а также проектирования применения современных методов предупреждения образования данных отложений.

Цель: оценить характер и степень влияния образования асфальтосмолопарафиновых отложений в тестовой секции установки «Wax Flow Loop» на реологические свойства исследуемой нефти при различных термических условиях.

Методы: проведение лабораторных исследований нефти на установке «Wax Flow Loop», определение толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в тестовой секции манометрическим и термометрическим способами.

Результаты. Проведен ряд лабораторных исследований при различных температурах нефти. Получено, что ее реологические свойства ухудшаются со снижением температуры. Объем формируемых асфальтосмолопарафиновых отложений в исследовании различен, ввиду чего введен параметр удельного изменения вязкости, равный изменению вязкости нефти за время проведения исследования к объему сформированных отложений. Анализ данного параметра для проведенных исследований указывает на то, что при температуре нефти от 25 до 40 °С он принимает отрицательные значения, реологические свойства в процессе образования отложений улучшаются, причем удельное изменение вязкости в среднем составляет 1,25 мПа/с/мл. При исследовании нефти при температуре 20 °С удельное изменение вязкости положительное, что говорит об образовании отложений в объеме нефти и значительном ухудшении реологических свойств.

Выводы. Полученные экспериментальные результаты позволяют рассматривать динамику изменения реологических свойств нефти в процессе образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Приведен параметр удельного изменения динамической вязкости при различных термических условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Получено, что при разных температурных условиях реологические свойства нефти меняются различным образом. Использование данных лабораторных исследований позволит увеличить точность моделирования процесса добычи и транспортировки нефти, а также оценить технологическую эффективность применения некоторых методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Ключевые слова:

Вязкость, органические отложения, добыча нефти, реологические свойства, лабораторные исследования.

Введение

Скважинная добыча и дальнейшая транспортировка нефти являются сложными технологическими процессами. Для обеспечения эффективной, безопасной и безаварийной добычи необходимо проведение множества технологических расчетов, подбор глубинного оборудования и определение режима его работы. Однако во время добычи или транспортировки могут возникать различные осложнения [1]. На территории Пермского края наиболее распространенными осложнениями можно считать образование высоковязких эмульсий, интенсиное солеотложение, коррозию нефтепромыслового

оборудования, а также образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [2]. Осложненный фонд включает в себя более 64 % всех добывающих скважин, расположенных на территории Пермского края. Распределение причин включения добывающих скважин в данный фонд представлено на рис. 1.

Как видно из приведенного рисунка, наиболее распространенным осложнением при добыче нефти является образование АСПО. Формирование данных отложений вызывает снижение гидравлического радиуса трубопровода, увеличение давления в системе, снижение ресурса нефтепромыслового оборудования, что может привести к аварийной ситуации [3, 4].

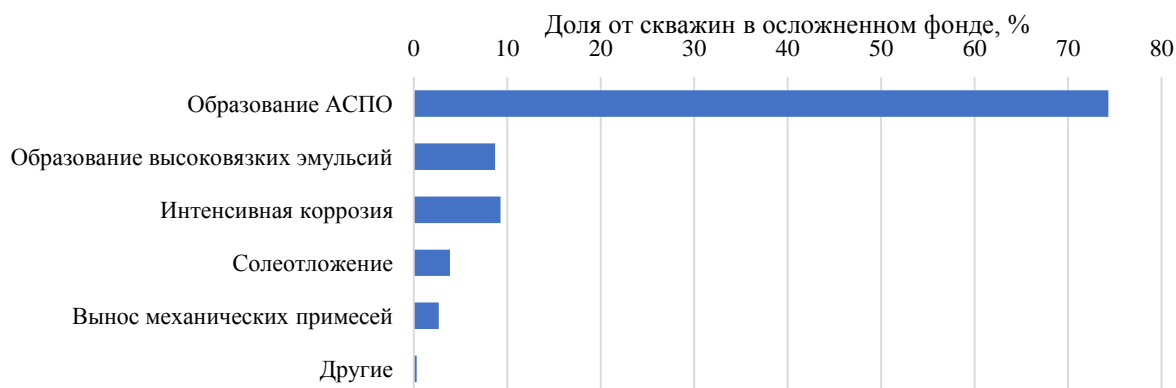


Рис. 1. Причины включения скважин в осложненный фонд добывающих скважин на территории Пермского края
Fig. 1. Reasons for inclusion of wells in the complicated fund of producing wells in the Perm Krai

АСПО являются органическими отложениями и представляют собой высокомолекулярные соединения ($C_{17}-C_{60+}$), которые кристаллизуются при достижении температуры начала кристаллизации парафина (ТНКП), адгезируются на стенке лифтовой колонны и формируют твердые отложения [5–7]. Кристаллизация этих отложений вызывает не только снижение гидравлического радиуса трубопровода, но и влияет на реологические свойства добываемой нефти. Так, в случае охлаждения нефти ниже ТНКП кристаллизация отложений происходит в ее объеме с образованием суспензии «нефть–АСПО» [8, 9]. Формирование данной суспензии приводит к значительному ухудшению ее реологических свойств [10]. Однако при формировании отложений на внутренней поверхности лифтовой колонны реологические свойства добываемой нефти улучшаются [11, 12].

Борьба с АСПО заключается в предупреждении их образования или удалении сформированных отложений [13–16]. Наиболее распространены представителями превентивной группы методов являются дозирование реагентов-ингибиторов АСПО, применение греющих кабелей и путевой подогрев нефти [17, 18]. К методам же удаления отложений относятся различные обработки (углеводородными растворителями, горячей водой, нефтью и т. д.) и использование очистных устройств [19, 20]. Современной нефтедобыче необходима разработка новых способов борьбы с АСПО, учитывающих актуальные научные работы. К их числу относится технология «Холодный поток» («Cold Flow»), заключающаяся в намеренном охлаждении нефти ниже ТНКП для минимизации образования отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования [21]. Однако применение данной технологии требует проведение ряда исследований по определению изменения реологических свойств нефти в процессе парафинообразования.

За последние десятилетия разработано множество методик для определения вязкости дегазированной нефти. Большинство из них применимы лишь для определенных регионов нефтедобычи. Среди наиболее известных хочется отметить корреляции: Билла (Bill), Беггса и Робинсона (Beggs and Robinson), Гласе (Glaso),

Картоатмодью и Шмитда (Kartoatmodjo and Schmidt) и Хоссаин (Hossain) [22–24]. Для использования данных корреляций необходимо знать плотность нефти и ее температуру. Однако приведенные корреляции позволяют оценивать изменение вязкости дегазированной нефти лишь при постоянстве ее фракционного и компонентного составов. При проектировании и моделировании систем добычи и транспорта нефти необходимо оценивать степень изменения реологических свойств нефти не только при ее охлаждении, но и при образовании АСПО. Учет этого параметра позволит проводить более корректные гидравлические расчеты, оценивать изменение величины потерь давления на трение при движении нефти после образования АСПО, а также проектировать применение современных методов борьбы с данными отложениями.

Авторами данной работы проведен ряд лабораторных исследований, направленных на определение динамики изменения реологических свойств нефти при образовании асфальтосмолопарафиновых отложений. В рамках данного исследования разработан метод изучения реологических параметров нефти на лабораторном стенде «Wax Flow Loop» в условиях парафинообразования.

Материалы и методы

Исследование дегазированной нефти выполнялось на лабораторном стенде «Wax Flow Loop» (ООО «ДИУС-ЛАБ») (рис. 2).

Работа данного лабораторного стенда заключается в циркуляции исследуемой нефти по внутренней поверхности установки при необходимых термобарических условиях. Нефть, находящаяся в сырьевой емкости, нагревается до необходимой температуры за счет движения теплоносителя по внешнему контуру. В качестве теплоносителя используется тосол. Для создания необходимого давления в системе в сырьевую емкость нагнетается газообразный азот. Затем насосным агрегатом нефть подается в тестовую секцию (рис. 3). Внутренний диаметр тестовой секции составляет 4,5 мм, длина – 1,3 м, а толщина стенки – 0,89 мм. Теплопроводность металла тестовой секции принята равной 90 Вт/(м·°К).

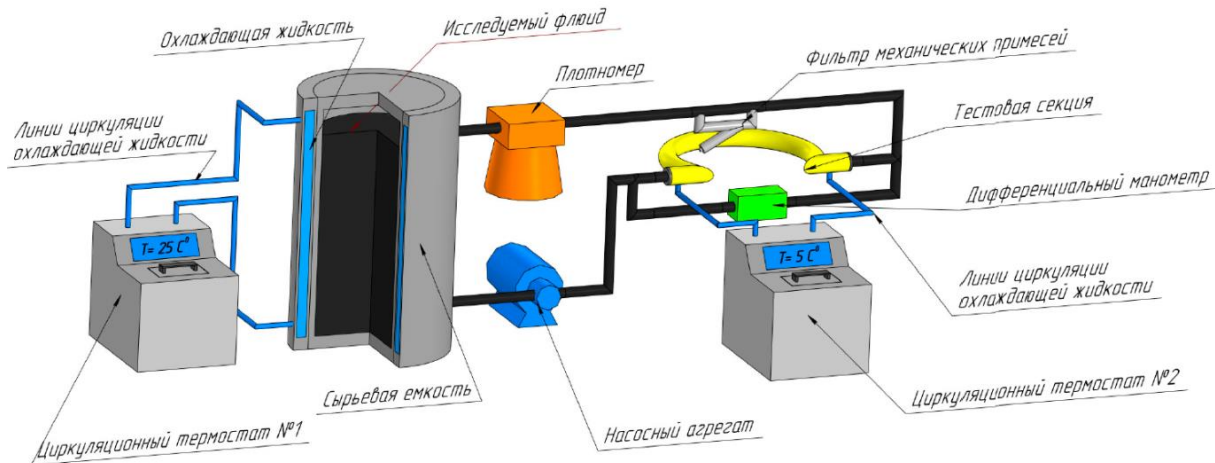


Рис. 2. Модель лабораторного стенда «Wax Flow Loop»
 Fig. 2. Model of the «Wax Flow Loop» laboratory installation

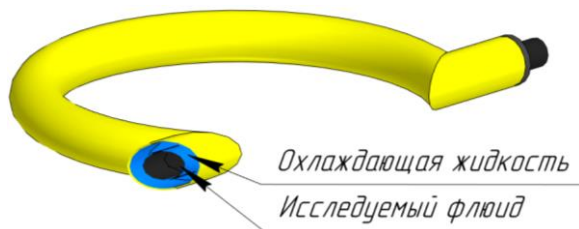


Рис. 3. Модель тестовой секции
 Fig. 3. Test section model

Тестовая секция представляет собой двойной трубопровод, по внутреннему контуру которого движется исследуемая нефть, а по внешнему – теплоноситель, охлаждающий стенку тестовой секции до необходимой температуры. Нагрев теплоносителя в сырьевой емкости и тестовой секции выполняется циркуляционными термостатами. Ввиду создания градиента температуры между исследуемой нефтью и внутренней поверхностью тестовой секции на ней происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений. Толщина формируемых отложений регистрируется по данным дифференциального манометра, определяющего перепад давления между входом и выходом из тестовой секции, по выражению (1). Данный метод называется манометрическим. После выхода из тестовой секции нефть попадает обратно в сырьевую емкость, и процесс повторяется.

$$d_{\text{вн}} = \left(\frac{Q \cdot 128 \cdot \mu \cdot l}{\pi \Delta P} \right)^{1/4}, \quad (1)$$

где ΔP – перепад давления в тестовой секции, МПа; Q – объемный расход нефти, м³/с; μ – вязкость нефти, мПа·с; l – длина тестовой секции, м; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр тестовой секции, м.

В процессе проведения исследования, которое занимает от 8 до 36 ч, автоматически записывается и регистрируется ряд параметров, среди которых давление, расход нефти, температура в сырьевой емкости, температура на входе и выходе из тестовой секции и др. Все регистрируемые данные выгружаются в специализированное программное обеспечение для

дальнейшей обработки. Причем до начала проведения исследования нефть циркулирует по установке при заданной температуре для определения его динамической вязкости, которая позже принимается константой для определения текущего диаметра тестовой секции (выражение (1)).

Альтернативным манометрическому методу определения толщины АСПО в тестовой секции является термометрический. Использование данного метода основано на таком механизме образования АСПО, как «Тепловая аналогия» [25]. Данный механизм основан на тепловом балансе и предполагает последовательное движения потока тепла от нефти к охлаждающей жидкости через различные конвективные и кондуктивные термические сопротивления [26]. При этом образование АСПО выступает как дополнительное кондуктивное сопротивление, которое стремится привести температуру на разделе фаз нефть–отложения к температуре начала кристаллизации отложений, т. е. остановить их образование [27, 28]. Для применения данного метода используем систему из двух уравнений, учитывающих основные соотношения теплопередачи, закон Фурье и закон охлаждения Ньютона (2) [29].

$$\begin{cases} q = GC_p (T_n - T_k) = KA(T_{\text{ср}} - T_{\text{ок}}); \\ K = \frac{1}{R} = \frac{1}{\alpha_1 d_{\text{вн}} - 2\delta} + \ln \frac{d_{\text{вн}} d_{\text{нар}}}{(d_{\text{вн}} - 2\delta) 2\lambda_o} + \\ + \ln \frac{d_{\text{нар}} d_{\text{нар}}}{d_{\text{вн}} 2\lambda_c} + \frac{1}{\alpha_2}, \end{cases} \quad (2)$$

где q – линейная плотность теплового потока, Вт/м; G – массовый расход нефти по тестовой секции, кг/с; C_p – удельная теплоемкость нефти, Дж/(кг·°К); T_n , T_k – температура в начале и в конце тестовой секции, °К; $T_{\text{ср}}$ – средняя температура нефти в тестовой секции, °К; $T_{\text{ок}}$ – температура окружающей среды, °К; A – площадь поверхности радиальной теплопередачи по внутренней поверхности трубопровода, м²; K – общий коэффициент теплопередачи трубопровода, Вт/(м²·°К); α_1 – коэффициент теплоотдачи от горячей нефти к отложениям, Вт/(м²·°К); α_2 – коэффи-

циент теплоотдачи от стенки к охлаждающей жидкости, Вт/(м² · °К); $d_{вн}$ – внутренний диаметр тестовой секции, м; δ – толщина органических отложений, м; λ_0 – коэффициент теплопроводности АСПО, Вт/(м · °К); $d_{нар}$ – наружный диаметр тестовой секции, м; λ_c – коэффициент теплопроводности материала трубопровода, Вт/(м · °К); R – термическое сопротивление стенки тестовой секции, (м² · °К)/Вт.

Первое уравнение выражения (2) позволяет оценить скорость теплоотдачи на конкретном участке гидравлического стенда – в тестовой секции. Второе же уравнение представляет собой закон передачи тепла через все термические сопротивления тестовой секции. Допущением данного метода является принятие температуры охлаждающей жидкости постоянной величиной, так как скорость ее циркуляции высока, а колебание температуры незначительно. В рамках рассматриваемого метода неизвестными остаются величины коэффициентов теплоотдачи (α_1 и α_2), коэффициента теплопроводности (λ_0) и толщины АСПО (δ). Последний параметр является исходной величиной, а теплопроводность определялась по авторской методике [30, 31]. Величина α_1 определялась по корреляции Хаусена (Hausen correlation) (3)[32].

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_n}{d_{вн}}; \\ Nu_1 = 3,66 + \frac{0,19 \left(Pe \frac{(d_{вн} - 2\delta)}{l} \right)^{0,8}}{1 + 0,117 \left(Pe \frac{(d_{вн} - 2\delta)}{l} \right)^{0,467}}, \end{array} \right. \quad (3)$$

где λ_n – теплопроводность нефти, Вт/(м · °К); Pe – число Пекле; Nu_1 – число Нуссельта.

Величина α_2 определялась по корреляции Петухова (4) [33]. Теплопроводность нефти определялась по эмпирическим формулам Крэга [34].

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_2 = \frac{Nu_2 \lambda_c}{d_{охл} - d_{нар}}; \\ Nu_2 = 3,66 + \frac{\frac{f}{8} Pe}{1,07 + 12,7 \sqrt{\frac{f}{8} (Pe^{0,66} - 1)} \mu_{нс}^{0,25}} \mu_n^{0,25}; \\ f = (1,82 \log_{10} Pe - 1,64)^{-2}, \end{array} \right. \quad (4)$$

где $d_{охл}$ – диаметр камеры охлаждения тестовой секции, м; μ_n и $\mu_{нс}$ – динамическая вязкость нефти при температуре потока и температуре стенки, мПа · с.

Используя все представленные выражения, становится возможным определение толщины АСПО, используя лишь анализ изменения температурного поля. Так, согласно выражению (2), при циркуляции нефти при отсутствии градиента температур и, соответственно, органических отложений на стенке тестовой секции возможно определение полного термического сопротивления трубопровода до образования органических отложений (R). Затем, после начала образования АСПО, возникнет новое термическое сопротив-

ление, что приведет к росту температуры в конце тестовой секции, средней температуры в тестовой секции и общему термическому сопротивлению тестовой секции после образования отложений (R^*). Используя данные, регистрируемые лабораторным стендом, можно оценить изменение температурного поля, а следовательно, и разницу между термическими сопротивлениями тестовой секции до и после образования органических отложений. По полученной разнице между R и R^* можно определить толщину сформированных отложений.

Авторами определена динамика образования АСПО в тестовой секции манометрическим и термометрическим методом при исследовании нефти, свойства которой представлены в табл. 1.

В табл. 2 представлено подробное описание режимов исследования нефти, при которых регистрировалась динамика изменения ее динамической вязкости. Стоит отметить, что время проведения каждого исследования составляло 25 ч.

Первый блок исследований направлен на определение сходимости лабораторных исследований, проведенных в идентичных термических условиях, но при различных массовых расходах нефти. Второй блок исследований проведен для определения влияния различных термических условий образования отложений на реологические свойства нефти.

Таблица 1. Физико-химические свойства нефти

Table 1. Physico-chemical properties of the target fluid

Параметр Parameter	Размерность Dimension	Величина Value
Плотность Oil density	пластовая/in reservoir (T=27 °C)	819
	дегазированная degassed (T=20 °C)	859
Динамическая вязкость Oil dynamic viscosity	пластовая/in reservoir (T=27 °C)	7,0
	дегазированная degassed (T=20 °C)	45,6
Содержание в нефти Content in oil	Асфальтены Asphaltenes	1,74
	Смолы/Resins	34,88
	Парафины/Paraffins	7,18
Теплоемкость Oil heat capacity	Дж/(кг · °К) J/(kg · °K)	2043
Теплопроводность нефти Oil thermal conductivity	Вт/(м · °К) W/(m · °K)	0,149

Таблица 2. Параметры проведения исследования

Table 2. Research parameters

Температура нефти в сырьевой емкости, °C Oil temperature in the tank, °C	Температура охлаждения тестовой секции, °C Cooling temperature of the test section, °C	Массовый расход нефти, кг/ч Mass flow rate of liquid, kg/h
Первый блок исследований/The first block of research		
25	5	3
		4
		5
		6
Второй блок исследований/The second block of research		
20	5	5
30		
40		

Проведен анализ возможных ошибок при проведении лабораторных исследований. Определение толщины асфальтосмолопарафиновых отложений манометрическим методом предполагает возникновение ошибки лишь от показаний дифференциального манометра. Согласно данным производителя погрешность данного прибора составляет $\pm 0,075$ кПа, что соответствует погрешности в определяемой толщине АСПО $\pm 0,006$ мм. Относительно термометрического метода определения толщины органических отложений можно предположить, что коэффициент теплопроводности АСПО, теплоемкость и плотность нефти являются постоянными величинами. Геометрические параметры тестовой секции примем истинными и постоянными. Основными данными, используемыми в данном методе, являются температуры нефти до и после тестовой секции, а также температура охлаждающей жидкости. Они определяются с помощью стационарных датчиков температуры, обладающих погрешностью в $0,1$ °С, что соответствует ошибке в определении толщины АСПО в $\pm 0,04$ мм.

Для полноты анализа проводимых исследований необходимо также провести оценку ТНКП исследуемой нефти. Для различных нефтей данный параметр может принимать различные значения, в научной литературе описаны значения в диапазоне от 20 до 80 °С [35–38]. Для оценки данного параметра проведено специальное лабораторное исследование на установке «Wax Flow Loop». Значение ТНКП определяется при изменении температуры стенки методом последовательных приближений. При этом температура потока на входе тестовой секции постоянна и находится на уровне выше ТНКП. Идентификация слоя выполняется по изменению угла наклона показаний dP . Чувствительность дифференциального манометра позволяет фиксировать изменение dP на $2\text{--}3$ Па, что в пересчете на изменение диаметра составляет менее $0,01$ мм.

Результаты исследования

В табл. 3 приведены параметры проведения исследования по определению ТНКП исследуемой нефти.

Таблица 3. Параметры проведения исследования

Table 3. Research parameters

№	Температура нефти в сырьевой емкости, °С Oil temperature in the tank, °С	Температура охлаждения тестовой секции, °С Cooling temperature of the test section, °С	Длительность, ч Duration, h	Образование отложений Wax layer detection
Прогрев системы (2 ч)/System warm-up (2 h)				
1	60	40	5	–
2		35	5	–
3		30	5	–
4		25	5	–
5		20	2	+
Прогрев системы (2 ч)/System warm-up (2 h)				
6	60	23	5	–
7		22	5	+

На основании проведенного исследования, по опытам 4 и 5, получено, что ТНКП исследуемой нефти находится в диапазоне от 20 до 25 °С. По уточ-

няющим исследованиям 6 и 7 получено, что значение ТНКП для исследуемой нефти – 22 °С.

В результате проведения и обработки лабораторных исследований для каждого из них получены две кривые парафинообразования и кривая изменения динамической вязкости. На рис. 4 приведен пример, полученный при обработке исследования № 4.

Очевидно, что толщина отложений, определяемая термометрическим методом, превышает эту же величину по манометрическому методу. Вследствие этого несоответствия, согласно формуле (1), рассчитывается изменение динамической вязкости нефти в процессе образования отложений. Стоит отметить, что наибольшее снижение динамической вязкости наблюдается в начальный период образования отложений, что может быть объяснено интенсивностью образования АСПО.

В результате обработки полученных данных определены величины динамической вязкости нефти в начале и конце каждого исследования. Полученные данные представлены на рис. 5.

Как видно из рис. 5, с ростом температуры нефти наблюдаются различия в характере изменения ее динамической вязкости. Так, при исследовании нефти при температуре 20 °С вязкость увеличивается относительно начала исследования. Для подробного рассмотрения данного явления определен относительный параметр изменения динамической вязкости нефти – удельное изменение динамической вязкости (5). Данный параметр применяется ввиду различного объема адгезированных АСПО для каждого из рассматриваемых исследований, что не позволяет корректно сравнивать их результаты. Изменение параметра X при различных температурах исследования нефти представлено на рис. 6.

$$X = \frac{\Delta\mu}{V}, \quad (5)$$

где $\Delta\mu$ – величина изменения динамической вязкости нефти, мПа·с; V – объем органических отложений в тестовой секции, мл.

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что с увеличением температуры нефти удельное изменение динамической вязкости (X) переходит в отрицательную зону. Динамика изменения рассматриваемого параметра объясняется изменением режима течения в установке. Так, при режиме «холодного» течения образование отложений происходит в объеме нефти, что увеличивает ее динамическую вязкость. Это явление имеет место при исследовании нефти при температуре 20 °С, что ниже, чем полученное значение ТНКП. При режиме же «горячего» течения АСПО адгезируются на поверхности тестовой секции, вследствие чего динамическая вязкость нефти снижается, что подтверждается исследованиями, проведенными при температуре нефти 25 , 30 и 40 °С. В рамках проведенных исследований при «горячем» режиме течения среднее уменьшение динамической вязкости составило $5,15$ мПа·с, а при «холодном течении» наблюдается увеличение на $1,67$ мПа·с. Причем при режиме «горячего» течения удельное изменение вяз-

кости практически неизменно и составляет 1,25 мПа·с/мл. Граница между данными режимами, согласно проведенным исследованиям, находится в диапазоне 20 ... 25 °С. В данном диапазоне находится также

значение ТНКП, что позволят заключить, что данный параметр значительно влияет на динамику реологических свойств нефти при образовании АСПО.

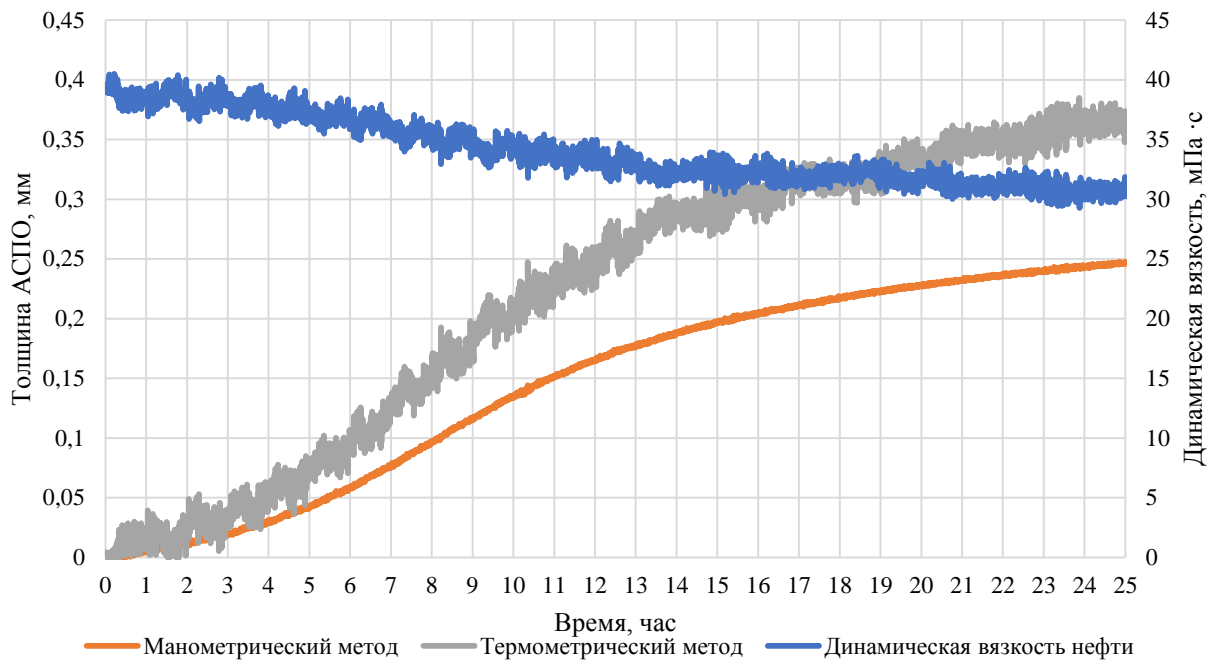


Рис. 4. Результат обработки лабораторного исследования № 4

Fig. 4. Result of processing laboratory research no. 4

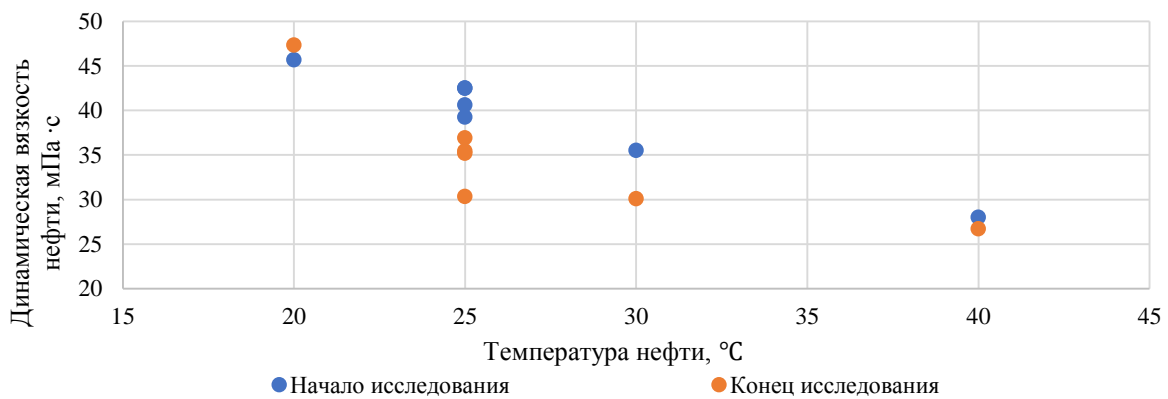


Рис. 5. Динамическая вязкость нефти при различных температурах нефти до и после проведения исследования

Fig. 5. Dynamic oil viscosity at various oil temperatures before and after the study

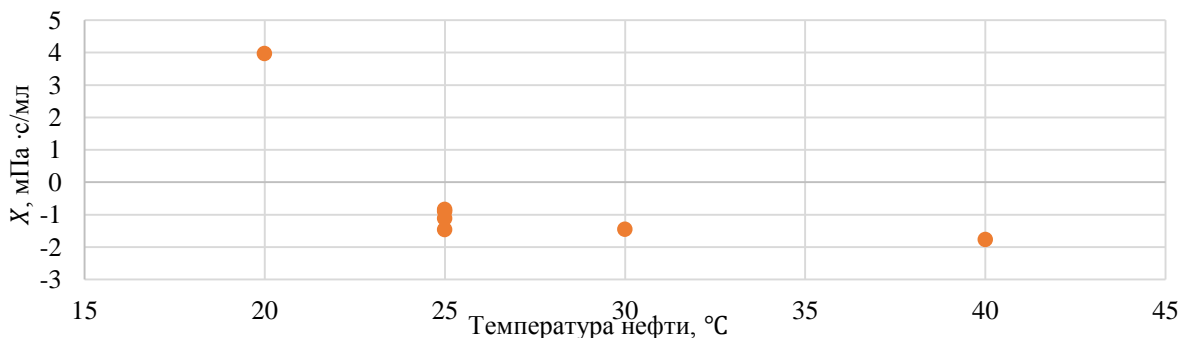


Рис. 6. Изменение параметра X при различных термических условиях исследования нефти

Fig. 6. Change of parameter X under different thermal conditions of the target fluid study

Заключение

В процессе добычи и транспортировки реологические свойства нефти являются одними из важнейших ввиду их значительного влияния на выбор нефтепромыслового оборудования и способы борьбы с осложнениями. Изменение реологических свойств нефти может быть вызвано как изменением температуры нефти, так и образованием асфальтосмолопарафиновых отложений. Проведенные исследования на установке «Wax Flow Loop» показывают, что при температуре нефти ниже температуры начала кристаллизации парафина вязкость в процессе исследования увеличивается, что объясняется возникновением суспензии «нефть–отложения». При исследовании нефти при температурах выше температуры начала кристаллизации отложений реологические свойства посте-

пенно улучшаются ввиду адгезии отложений на поверхность тестовой секции установки «Wax Flow Loop». Полученные результаты позволяют оценить динамику изменения реологических свойств нефти в процессе адгезии асфальтосмолопарафиновых отложений. Использование данных исследований позволит проводить более точные технологические расчёты за счет учета изменения реологических параметров нефти в процессе адгезии отложений. Дальнейшие исследования в данной области могут быть направлены на изучение изменения реологических свойств нефтей с другим компонентным составом, а также при других температурных режимах.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Программы стратегического академического лидерства «Приоритет-2030».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Towler B.F., Jaripatke O., Mokhtab S. Experimental investigations of the mitigation of paraffin wax deposition in crude oil using chemical additives // *Petroleum Science and Technology*. – 2011. – V. 29. – № 5. – P. 468–483.
2. Influences of the water cut of pumping oil and the mineralization of the associated water on the rate of sludging / K. Vyatkin, V. Mordvinov, P. Ilushin, A. Kozlov // *Applied Sciences*. – 2021. – V. 11. – № 15. – С. 6678.
3. Ilushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Forecasting the value of the linear pipeline cleaning interval based on the laboratory research // *International Review of Mechanical Engineering*. – 2021. – V. 15. – № 6. – С. 294–300.
4. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // *Petroleum Science*. – 2019. – V. 16. – P. 619–631.
5. Modeling of paraffin wax deposition process in poorly extractable hydrocarbon stock / A. G. Safiulina, D.A. Ibragimova, L.R. Baibekova, R.R. Soldatova, S.M. Petrov, N.Y. Bashkirtseva // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. – 2018. – V. 53. – № 6. – P. 897–904.
6. Ляпин А.Ю., Астахов А.В., Михалёв Ю.П. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2017. – Т. 7. – № 6. – С. 28–35.
7. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // *Нефтегазовое дело*. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 67–72.
8. Arumugam S., Kasumu A.S., Mehrotra A.K. Modeling of solids deposition from «waxy» mixtures in «hot flow» and «cold flow» regimes in a pipeline operating under turbulent flow // *Energy & Fuels*. – 2013. – V. 27. – № 11. – P. 6477–6490.
9. Bidmus H.O., Mehrotra A.K. Heat-transfer analogy for wax deposition from paraffinic mixtures // *Industrial & engineering chemistry research*. – 2004. – V. 43. – № 3. – P. 791–803.
10. Critical review on wax deposition in single-phase flow / C. van der Geest, A. Melchuna, L. Bizarre, A.C. Bannwart, V.C. Guersoni // *Fuel*. – 2021. – V. 293. – P. 120358.
11. The influence of operating temperatures on wax deposition during cold flow and hot flow of crude oil / Q. Quan, J. Gong, W. Wang, P. Wang // *Petroleum Science and Technology*. – 2015. – V. 33. – № 3. – P. 272–277.
12. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // *Journal of petroleum exploration and production technology*. – 2019. – V. 9. – № 3. – P. 2091–2107.
13. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines / M.M. El-Dalatony, B.H. Jeon, E.S. Salama, M. Eraky, W.B. Kim, J. Wang, T. Ahn // *Energies*. – 2019. – V. 12. – № 6. – P. 967–989.
14. Ilushin P., Vyatkin K., Kozlov A. Development of an approach for determining the effectiveness of inhibition of paraffin deposition on the Wax Flow Loop laboratory installation // *Inventions*. – 2022. – V. 7. – № 1. – С. 3.
15. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // *Сетевое издание «Нефтегазовое дело»*. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
16. Shahdi A., Panacharoensawad E. SP – Wax: solid–liquid equilibrium thermodynamic modeling software for paraffinic systems // *SoftwareX*. – 2019. – V. 9. – P. 145–153.
17. Struchkov I.A., Rogachev M.K. Risk of wax precipitation in oil well // *Natural Resources Research*. – 2017. – V. 26. – № 1. – P. 67–73.
18. Krivoschekov S.N., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Modeling of asphaltene-resin-wax deposits formation in a string of hollow rods during simultaneous separate operation of two oil reservoirs // *Chemical and Petroleum Engineering*. – 2021. – V. 57. – № 3. – P. 213–219.
19. Jalalnezhad M.J., Kamali V. Development of an intelligent model for wax deposition in oil pipeline // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2016. – V. 6. – № 1. – P. 129–133.
20. Ilushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a method for estimating thermal conductivity of organic deposits on the Wax Flow Loop laboratory installation // *International Journal of Engineering, Transactions C: Aspects*. – 2022. – V. 35. – № 6. – P. 1178–1185.
21. Ehsani S., Haj-Shafiei S., Mehrotra A.K. Experiments and modeling for investigating the effect of suspended wax crystals on deposition from «waxy» mixtures under cold flow conditions // *Fuel*. – 2019. – V. 243. – P. 610–621.
22. Toward reservoir oil viscosity correlation / A. Hemmati-Sarapardeh, M. Khishvand, A. Naseri, A.H. Mohammadi // *Chemical Engineering Science*. – 2013. – V. 90. – P. 53–68.
23. Modeling viscosity of light and intermediate dead oil systems using advanced computational frameworks and artificial neural networks / E. Khamehchi, M.R. Mahdiani, M.A. Amooie, A. Hemmati-Sarapardeh // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 193. – P. 107388.
24. Prediction of dead oil viscosity: machine learning vs. classical correlations / F. Hadavimoghaddam, M. Ostadhassan, E. Heidaryan, M.A. Sadri, I. Chapanova, E. Popov, A. Cheremisin, S. Rafiepour // *Energies*. – 2021. – V. 14. – № 4. – P. 930.
25. Dalirsefat R., Feyzi F. A thermodynamic model for wax deposition phenomena // *Fuel*. – 2007. – V. 86. – № 10–11. – P. 1402–1408.
26. Haj-Shafiei S., Serafini D., Mehrotra A.K. A steady-state heat-transfer model for solids deposition from waxy mixtures in a pipeline // *Fuel*. – 2014. – V. 137. – P. 346–359.
27. Pipeline wax deposition modeling: a sensitivity study on two commercial software / G. Giacchetta, B. Marchetti, M. Leporini, A. Terenzi, D. Dall'Acqua, L. Capece, R.C. Grifoni // *Petroleum*. – 2019. – V. 5. – № 2. – P. 206–213.
28. Experiences in numerical simulation of wax deposition in oil and multiphase pipelines: Theory versus reality / M. Leporini, A. Terenzi, B. Marchetti, G. Giacchetta, F. Corvaro // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 174. – P. 997–1008.
29. Haj-Shafiei S., Mehrotra A.K. Achieving cold flow conditions for «waxy» mixtures with minimum solid deposition // *Fuel*. – 2019. – V. 235. – P. 1092–1099.
30. Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Исследование влияния фракционного состава нефти на теплопроводность фор-

- мируемых органических отложений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 2. – С. 90–97.
31. Методика оценки теплопроводности органических отложений на лабораторной установке Wax Flow Loop / П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов, А.О. Вогинова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 6. – С. 622–629.
 32. Experimental investigation of wax deposition in Kermanshah crude oil through a monitored flow loop apparatus / M. Lashkarbolooki, A. Seyfaee, F. Esmailzadeh, D. Mowla // Energy & fuels. – 2010. – V. 24. – № 2. – P. 1234–1241.
 33. Petukhov B.S. Heat transfer and friction in turbulent pipe flow with variable physical properties // Advances in heat transfer. Elsevier, 1970. – С. 503–564.
 34. Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хохряков П.А. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: справочник. – М.: Химия, 1979. – 568 с.
 35. Сунагатулли Р.З., Несын Г.В., Хасбиуллин И.И. Методы измерения температуры начала кристаллизации парафинов в нефти и дизельном топливе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8. – № 1. – С. 21–29. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-1-21-29.
 36. Ляпин А.Ю., Астахов А.В., Михалёв Ю.П. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 6. – С. 28–35. DOI: 10.28999/2221-2701-7-6-28-35
 37. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil / I.A. Struchkov, P.V. Roschin, V.T. Litvin, V.A. Ol'hovskaya, E.S. Kalinin // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10. – № 2. – P. 755–767. DOI: 10.1007/s13202-019-00779-2
 38. Experimental investigation of the live oil-water relative permeability and displacement efficiency on Kingfisher waxy oil reservoir / L. Wang, Y. He, H. Chen, Z. Meng, Z. Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 178. – P. 1029–1043. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.027

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Илюшин П.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Вяткин К.А., аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Козлов А.В., лаборант-исследователь кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

INVESTIGATION OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF OIL DURING THE FORMATION OF WAX DEPOSITS

Pavel Yu. Ilyushin¹,
ilyushin-pavel@yandex.ru

Kirill A. Vyatkin¹,
kirill.vyatkin@girngm.ru

Anton V. Kozlov¹,
anton.kozlov@girngm.ru

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

The relevance of the research consists in the need to assess changes in the rheological properties of oil during the formation of wax deposits. The existing correlations make it possible to determine the viscosity of oil at known temperature and density, but their application is possible only for oils of a specific region and a constant component composition. However, in the process of its extraction, the problem of the formation of wax deposits often arises, which directly affects its component composition. In the case when the oil temperature is higher than the temperature of the beginning of paraffin crystallization, the deposits adhere to the cold surface of the elevator column or oilfield equipment, which leads to a change in oil component composition and improvement in its rheological properties. If the oil temperature is lower than the temperature of the beginning of paraffin crystallization, these deposits form in the volume of oil with the formation of «oil–deposits» suspension and significant deterioration of its rheological properties. The study of changes of oil rheological properties during the formation of wax deposits is necessary for a more correct modeling of its transportation, as well as the design of the application of modern methods for preventing the formation of these deposits.

The aim: to evaluate the nature and degree of influence of the formation of wax deposits in the test section of the «Wax Flow Loop» installation on the studied oil rheological properties under various thermal conditions.

Methods: conducting laboratory studies of oil at the «Wax Flow Loop» installation, determining the thickness of wax deposits in the test section by manometric and thermometric methods.

Results. A number of laboratory studies have been carried out at various oil temperatures. According to the results of these studies, it was found that its rheological properties deteriorate with a decrease in its temperature. Due to the different dynamics of the formation of wax deposits, a parameter of specific viscosity change was introduced, equal to the change in oil viscosity during the study to the volume of formed deposits. Analyzing this parameter for the conducted studies, it becomes obvious that at oil temperature from 25 to 40 °C, it takes negative values, rheological properties improve during the formation of deposits, and the specific change in viscosity, on average, is 1,25 MPa s/ml. When studying oil at 20 °C the specific change in viscosity is positive, which indicates the formation of deposits in its volume and significant deterioration in rheological properties.

Conclusion. The experimental results obtained allow us to consider the dynamics of changes in oil rheological properties during the formation of wax deposits. The parameter of the specific change in dynamic viscosity under various thermal conditions of the formation of wax deposits is given. It is found that its rheological properties change in different ways under different temperature conditions. The use of laboratory research data will increase the accuracy of modeling oil production and transportation, as well as evaluate the technological effectiveness of some methods of combating wax deposits.

Key words:

Viscosity, organic deposits, oil production, rheological properties, laboratory research.

The research was carried out with the financial support of the Strategic Academic Leadership Program «Priority-2030».

REFERENCES

1. Towler B.F., Jaripatke O., Mokhtab S. Experimental investigations of the mitigation of paraffin wax deposition in crude oil using chemical additives. *Petroleum Science and Technology*, 2011, vol. 29, no. 5, pp. 468–483.
2. Vyatkin K., Mordvinov V., Ilyushin P., Kozlov A. Influences of the water cut of pumping oil and the mineralization of the associated water on the rate of sludging. *Applied Sciences*, 2021, vol. 11, no. 15, pp. 6678.
3. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Forecasting the value of the linear pipeline cleaning interval based on the laboratory research. *International Review of Mechanical Engineering*, 2021, vol. 15, no. 6, pp. 294–300.
4. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines. *Petroleum Science*, 2019, vol. 16, pp. 619–631.
5. Safiulina A.G., Ibragimova D.A., Baibekova L.R., Soldatova R.R., Petrov S.M., Bashkirtseva N.Y. Modeling of paraffin wax deposition process in poorly extractable hydrocarbon stock. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2018, vol. 53, no. 6, pp. 897–904.
6. Lyapin A.Yu., Astakhov A.V., Mikhalev Yu.P. Investigation of the crystallization temperature of paraffins in oil in order to reduce the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. *Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products*, 2017, vol. 7, no. 6, pp. 28–35. In Rus.
7. Akramov T.F., Arkeia N.R. Struggle with deposits of paraffinic, asphaltic components of petroleum. *Petroleum engineering*, 2017, vol. 15, no. 4, pp. 67–72. In Rus.
8. Arumugam S., Kasumu A.S., Mehrotra A.K. Modeling of solids deposition from «waxy» mixtures in «hot flow» and «cold flow» regimes in a pipeline operating under turbulent flow. *Energy & fuels*, 2013, vol. 27, no. 11, pp. 6477–6490.
9. Bidmus H.O., Mehrotra A.K. Heat-transfer analogy for wax deposition from paraffinic mixtures. *Industrial & engineering chemistry research*, 2004, vol. 43, no. 3, pp. 791–803.

10. Van der Geest C., Melchuna A., Bizarre L., Bannwart A.C., Guerisoni V.C. Critical review on wax deposition in single-phase flow. *Fuel*, 2021, vol. 293, pp. 120358.
11. Quan Q., Gong J., Wang W., Wang P. The influence of operating temperatures on wax deposition during cold flow and hot flow of crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 2015, vol. 33, no. 3, pp. 272–277.
12. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review. *Journal of petroleum exploration and production technology*, 2019, vol. 9, no. 3, pp. 2091–2107.
13. El-Dalatony M.M., Jeon B.H., Salama E.S., Eraky M., Kim W.B., Wang J., Ahn T. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines *Energies*, 2019, vol. 12, no. 6, pp. 967–989.
14. Ilyushin P., Vyatkin K., Kozlov A. Development of an approach for determining the effectiveness of inhibition of paraffin deposition on the Wax Flow Loop laboratory installation. *Inventions*, 2022, vol. 7, no. 1, pp. 3.
15. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfaltosmoloparaffinovyje otlozheniya v protsessakh dobychi, transporta i khraneniya [Asphalt-resin-paraffin deposits in the processes of production, transport and storage]. *Petroleum engineering*, 2011, no. 1, pp. 268–284.
16. Shahdi A., Panacharoensawad E. SP – wax: solid–liquid equilibrium thermodynamic modeling software for paraffinic systems. *SoftwareX*, 2019, vol. 9, pp. 145–153.
17. Struchkov I.A., Rogachev M.K. Risk of wax precipitation in oil well. *Natural Resources Research*, 2017, vol. 26, no. 1, pp. 67–73.
18. Krivoschekov S.N., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Modeling of asphaltene-resin-wax deposits formation in a string of hollow rods during simultaneous separate operation of two oil reservoirs. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2021, vol. 57, no. 3, pp. 213–219.
19. Jalalnejhad M.J., Kamali V. Development of an intelligent model for wax deposition in oil pipeline. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2016, vol. 6, no. 2, pp. 129–133.
20. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a method for estimating thermal conductivity of organic deposits on the Wax Flow Loop laboratory installation. *International Journal of Engineering, Transactions C: Aspects*, 2022, vol. 35, no. 6, pp. 1178–1185.
21. Ehsani S., Haj-Shafiei S., Mehrotra A. K. Experiments and modeling for investigating the effect of suspended wax crystals on deposition from «waxy» mixtures under cold flow conditions. *Fuel*, 2019, vol. 243, pp. 610–621.
22. Hemmati-Sarapardeh A., Khishvand M., Naseri A., Mohammadi A.H. Toward reservoir oil viscosity correlation. *Chemical Engineering Science*, 2013, vol. 90, pp. 53–68.
23. Khamehchi E., Mahdiani M.R., Amooie M.A., Hemmati-Sarapardeh A. Modeling viscosity of light and intermediate dead oil systems using advanced computational frameworks and artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, pp. 107388.
24. Hadavimoghaddam F., Ostadhassan M., Heidaryan E., Sadri M.A., Chapanova I., Popov E., Cheremisin A., Rafieepour S. Prediction of dead oil viscosity: Machine learning vs. classical correlations. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 4, pp. 930.
25. Dalirshafat R., Feyzi F. A thermodynamic model for wax deposition phenomena. *Fuel*, 2007, vol. 86, no. 10–11, pp. 1402–1408.
26. Haj-Shafiei S., Serafini D., Mehrotra A. K. A steady-state heat-transfer model for solids deposition from waxy mixtures in a pipeline. *Fuel*, 2014, vol. 137, pp. 346–359.
27. Giacchetta G., Marchetti B., Leporini M., Terenzi A., Dall'Acqua D., Capece L., Grifoni R.C. Pipeline wax deposition modeling: a sensitivity study on two commercial software. *Petroleum*, 2019, vol. 5, no. 2, pp. 206–213.
28. Leporini M., Terenzi A., Marchetti B., Giacchetta G., Corvaro F. Experiences in numerical simulation of wax deposition in oil and multiphase pipelines: theory versus reality. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 997–1008.
29. Haj-Shafiei S., Mehrotra A. K. Achieving cold flow conditions for «waxy» mixtures with minimum solid deposition. *Fuel*, 2019, vol. 235, pp. 1092–1099.
30. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Oil component composition influence on thermal conductivity of formed organic deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no.2, pp. 90–97. In Rus.
31. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Votnova A.O. Methodology for evaluation of organic deposits thermal conduction using laboratory facility Wax Flow Loop. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2021, vol. 111, no. 6, pp. 622–629. In Rus.
32. Lashkarbolooki M., Seyfaee A., Esmaeilzadeh F., Mowla D. Experimental investigation of wax deposition in Kermanshah crude oil through a monitored flow loop apparatus. *Energy & fuels*, 2010, vol. 24, no. 2, pp. 1234–1241.
33. Petukhov B.S. Heat transfer and friction in turbulent pipe flow with variable physical properties. *Advances in heat transfer*. Elsevier, 1970. pp. 503–564.
34. Rabinovich G.G., Ryabykh P.M., Khokhryakov P.A. *Raschety osnovnykh protsessov i apparatov neftepererabotki: spravochnik* [Calculations of the main processes and devices of oil refining: Reference]. Moscow, Khimiya Publ., 1979. 568 p.
35. Sunagatullin R.Z., Nesyn G.V., Khasbiullin I.I. Methods of measuring the temperature of the beginning of crystallization of paraffins in oil and diesel fuel. *Science and technology of pipeline transport of oil and petroleum products*, 2018, vol. 8, no. 1, pp. 21–29. DOI: 10.28999/2541-95-2018-8-1-21-29.
36. Lyapin A.Yu., Astakhov A.V., Mikhalev Yu.P. Investigation of the crystallization temperature of paraffins in oil in order to reduce the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. *Science and technology of pipeline transport of oil and petroleum products*, 2017, vol. 7, no. 6, pp. 28–35. DOI: 10.28999/2221-2701-7-6-28-35
37. Struchkov I.A., Roschin P.V., Litvin V.T., Ol'hovskaya V.A., Kalinin E.S. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 2, pp. 755–767. DOI: 10.1007/s13202-019-00779-2
38. Wang L., He Y., Chen H., Meng Z., Wang Z. Experimental investigation of the live oil-water relative permeability and displacement efficiency on Kingfisher waxy oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 1029–1043. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.027

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Kirill A. Vyatkin, postgraduate student, Perm National Research Polytechnic University.

Anton V. Kozlov, research assistant, Perm National Research Polytechnic University.

УДК 622.276

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ ПЛАСТА ЮС₂ ВИШНЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гумерова Алина Анфисовна¹,
nygalina@mail.ru

Малышев Виктор Леонидович²,
victor.L.malyshev@gmail.com

Моисеева Елена Флоридовна²,
elena.f.moiseeva@gmail.com

¹ Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз» Нефтегазодобывающее управление «Федоровскнефть», Россия, 628400, г. Сургут, ул. Нефтяников, 29.

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью проведения и интерпретации гидродинамических исследований скважин, в частности гидропрослушивания пласта, для проектирования разработки месторождений. Гидропрослушивание пласта позволяет уточнить особенности строения пласта, наличие или отсутствие гидродинамической связи между скважинами, а также повысить точность определения фильтрационных характеристик пласта.

Цель: на основе интерпретации результатов гидропрослушивания пласта выявить режим работы возмущающих скважин, позволяющий идентифицировать сигнал на реагирующей скважине без ее остановки, рассчитать фильтрационные характеристики пласта.

Объекты: пласт ЮС₂ Вишневого месторождения.

Методы: дизайн гидропрослушивания в программном комплексе Kappa-Workstation (модуль Saphir); промышленные исследования на возможность определения импульса давления в реагирующем фонде скважин; интерпретация результатов гидропрослушивания пласта в программном комплексе Карра.

Результаты. Представлены результаты гидродинамических исследований скважин на двух участках пласта ЮС₂ Вишневого нефтяного месторождения методом гидропрослушивания пласта. Рассмотрено влияние различных факторов на качество исследований, рассчитаны проницаемость, пьезо- и гидропроводность в районе реагирующих скважин. На первом участке пласта в качестве источника возмущения была использована нагнетательная скважина. В процессе исследования было реализовано два цикла остановки и последующего запуска в работу нагнетательной скважины. В результате интерпретации исследований были рассчитаны фильтрационные характеристики пласта, значения которых согласуются с данными петрофизических исследований. Для второго из рассмотренных участков пласта произведено моделирование с целью определения возможности проведения исследования без остановки реагирующей скважины. По результатам моделирования исследования скважин сделан вывод о том, что для определения влияния нагнетательных (возмущающих) скважин на добывающие (реагирующие) скважины не требуется. В этом случае необходимы остановки исключительно возмущающих скважин. Для проведения гидропрослушивания пласта на данном участке было задействовано три возмущающих и одна реагирующая скважина. Результаты исследований позволили выявить режим работы возмущающих скважин, позволяющий идентифицировать сигнал на реагирующей скважине без ее остановки. Произведена интерпретация исследований, по результатам которой рассчитаны фильтрационные параметры пласта.

Ключевые слова:

Гидропрослушивание пласта, гидродинамические исследования, термоманометрические системы, гидродинамическое моделирование, возмущающая скважина, реагирующая скважина.

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений на сегодняшний день требует обязательного построения максимально точных гидродинамических моделей объекта разработки [1, 2]. Для качественного проектирования и настройки параметров пласта в моделях необходима точная информация о его состоянии и процессах, происходящих в пласте [3]. Геофизические исследования и анализ ядерного материала характеризуют только околоскважинную зону, не отражая процессов, происходящих в межскважинном пространстве. Поэтому для качественного гидродинамического моделирования разработки месторождений необходимо проведение гидродинамических исследо-

ваний скважин (ГДИС), в частности гидропрослушивания пласта. Данные исследования позволяют определять: особенности строения пласта [4, 5], наличие или отсутствие гидродинамической связи между скважинами [6]. Сопоставление параметров пьезо-проводности и гидропроводности, полученных на основе гидродинамических моделей и результатов гидропрослушивания, дает возможность повысить точность определения значений проницаемости пласта и эффективной работающей толщины [7, 8]; изучать скорость продвижения фронта вытеснения [9]. Все это позволяет повышать точность гидродинамических моделей и может быть использовано для контроля и регулирования процесса разработки в терригенных и карбонатных коллекторах [10].

В основе проведения операции гидропрослушивания лежит выбор рядом расположенных скважин и изучение изменения импульсов давления в реагирующих скважинах, вызванных созданием возмущающей волны в нагнетательных скважинах. Аналитические решения, связанные с изучением массообменных процессов, позволяют получить зависимость, отражающую время запаздывания импульса в реагирующей скважине в зависимости от параметров пласта [11, 12]. Развитие высокоточного оборудования и оснащение скважин термоманометрическими системами (ТМС) с разрешающей способностью по давлению 0,01 атм позволяет проводить гидропрослушивание без остановок реагирующих скважин, что, безусловно, положительно сказывается на объемах добычи целевого флюида [13]. Кроме того, в вышеуказанной работе отмечается, что разрешающая способность манометра в 1 атм в большинстве случаев оказывается недостаточной для определения гидродинамической связи и фильтрационно-емкостных свойств пласта.

В Российской Федерации гидропрослушивание пласта широко используется наряду с другими методами гидродинамических исследований скважин. В работе [14] представлены результаты гидропрослушивания перспективных туронских отложений и особенности интерпретации полученных данных для скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, проводимой с использованием средств двумерного и трехмерного численного моделирования. В [15] показано, как методы гидропрослушивания межскважинного пространства, применяемые на Чаюдинском нефтегазоконденсатном месторождении, позволили оценить проводимость одного из выделенных разломов до ввода рассматриваемого участка в эксплуатацию. В работе [1] описаны результаты проведения гидропрослушивания пласта на нефтяном месторождении в Тимано-Печорском регионе, а в [16] – на Ново-Серебрянском нефтяном месторождении Калининградской области. Авторы [17] уточнили геологическое строение Юрубчено-Тохомского месторождения по данным исследований скважин методом гидропрослушивания. Результаты исследований фильтрационных потоков с использованием гидропрослушивания пласта на объекте Ю1 Холмистого месторождения описаны в [18].

В зарубежной литературе для изучения процессов, происходящих в межскважинном пространстве, используют термины «interference test» и «pulse test». В книге [19] детально раскрываются особенности проведения и результатов интерпретации операции гидропрослушивания на нефтяных и газовых месторождениях Китая.

Разработка специализированных программных комплексов для обработки результатов гидродинамических исследований скважин, таких как Карра, Pap-System, ГидраТест, Мониторинг ГДИС, позволяет значительно упростить процедуру интерпретации результатов исследования [20]. Вступая в эпоху разработки трудноизвлекаемых запасов, мы вынуждены проектировать сложнопрофильные скважины с мно-

гостадийными гидроразрывами пласта [21, 22]. Возникающие в таких скважинах режимы течения зачастую могут не диагностироваться либо перекликаться с граничными эффектами, что требует доработки существующих моделей, используемых в симуляторах [23–25]. Вне зависимости от используемого программного обеспечения, обработка результатов ГДИС не поддается автоматизации [26]. Развитие статистических, генетических алгоритмов и нейронных сетей в первом приближении дает нам решение этой задачи [27, 28], но до сих пор качественный анализ результатов интерпретации исследования основывается на опыте и знании геологических особенностей моделируемых объектов и остается тонкой работой интерпретатора.

Представленная статья является продолжением работы авторов по исследованию скважин на Вишневском месторождении [29]. Особое внимание уделено возможности эффективного проведения гидропрослушивания скважин без остановки добывающего фонда на различных участках исследуемого объекта. Проведены дизайны гидропрослушивания в программном комплексе Карра-Workstation (модуль Saphir) и промысловые исследования на возможность определения импульса давления в реагирующем фонде скважин. Даны рекомендации по подбору скважнокандидатов для эффективной реализации геологических мероприятий.

Постановка проблемы

Гидропрослушивание пласта
на скважинах Вишневого месторождения

В рамках программы гидродинамических исследований скважин Вишневого месторождения гидропрослушивание пласта было проведено на двух участках пласта ЮС₂. Возмущение пласта на всех участках работ осуществлялось путем остановок-запусков возмущающих скважин. Регистрация забойного давления на исследуемых участках проводилась с помощью ТМС и автономного глубинного преобразователя давления и температуры. Расход воды в возмущающих и нагнетательных скважинах замерялся с помощью ультразвукового вихревого счетчика, установленного в блоке распределения воды.

На рис. 1 приведены карты исследуемых участков пласта ЮС₂ Вишневого месторождения. Для первого участка пласта (рис. 1, а) исследовались результаты воздействия одной возмущающей (нагнетательной) скважины на пять добывающих скважин, находящихся в работе в момент проведения исследований. Проанализирован отклик каждой из реагирующих скважин, а в случае его отсутствия выявлены соответствующие причины. Для второго участка пласта (рис. 1, б) гидропрослушивание произведено путем анализа результатов воздействия трех возмущающих (нагнетательных) скважин на одну реагирующую скважину. С помощью моделирования выбраны оптимальные режимы работы нагнетательных скважин для получения отклика на реагирующей скважине, а также проанализированы фактические результаты исследования.

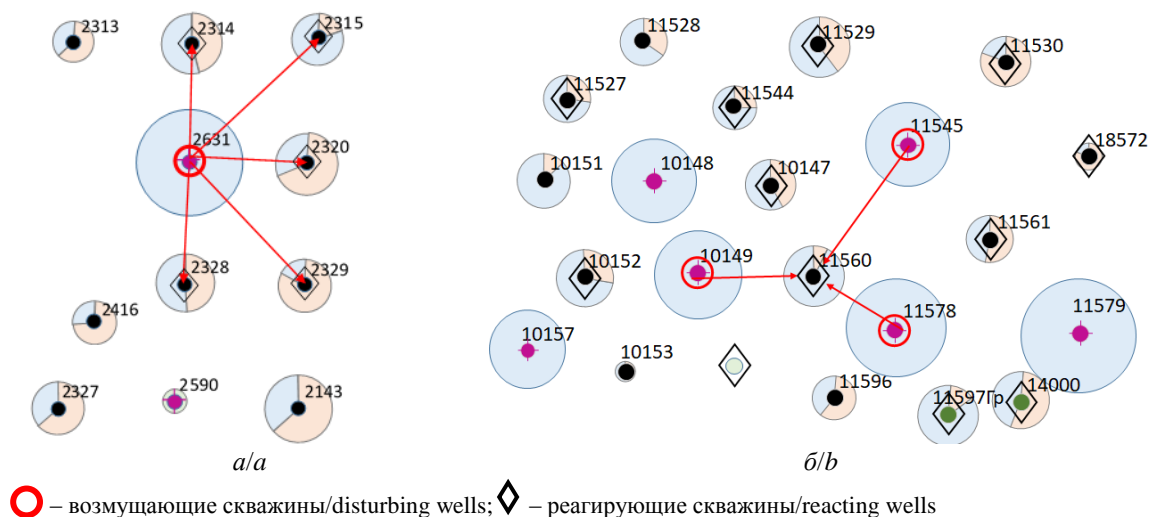


Рис. 1. Исследуемые участки пласта ЮС₂ Вишневого месторождения: а) участок № 1; б) участок № 2
Fig. 1. Studied regions of YuS₂ formation of Vishnevskoe field: a) region 1; b) region 2

Методология

Гидропрослушивание пласта путем воздействия одной возмущающей скважиной на несколько реагирующих

Рассмотрим сначала результаты исследований, проведенных на первом участке пласта ЮС₂ (рис. 1, а). Воздействие на пласт скважиной № 2631 проводилось в два цикла. В первом цикле время остановки нагнетательной скважины составило 197 часов, а время работы составило 360 часов. При этом фактическая приемистость скважины равнялась 213 м³/сут. Во втором цикле фактическое время остановки составило 264 часа, после чего скважина была запущена в постоянную работу с приемистостью 215 м³/сут.

Воздействие на пласт нагнетательной скважиной № 2631 было выполнено без нарушений технологии исследования. Все реагирующие скважины (№№ 2314, 2320, 2315, 2328, 2329) находились в рабочем режиме.

Результаты исследования показали, что на скважине № 2320 наблюдаются изменения давления, характеризующие приход импульса от изменения режима работы возмущающей скважины № 2631. Изменение давления обусловлено как импульсом от возмущающей скважины, так и параметрами пласта в направлении данной скважины.

В результате запуска возмущающей скважины № 2631 в течение первого цикла воздействия идентифицируется импульс в скважине № 2328.

Во время интерпретации исследования при анализе поведения давления в реагирующих скважинах № 2328, 2329 выявлено влияние нагнетательной скважины № 2590, которая во время исследования была остановлена.

На скважинах № 2314 и 2315 импульс от возмущающей скважины № 2631 диагностировать не удалось.

Анализ данных выявил следующие нарушения при проведении исследований:

- 1) отсутствие показаний с датчика ТМС в результате сбоя на скважине № 2314;

- 2) помехи высокой амплитуды из-за «шумов» от работы электроцентробежного насоса (ЭЦН) на датчике ТМС. Диапазон изменения давления в результате помех ЭЦН составил от 0,029 до 0,15 Мпа (на скважине № 2314), что соизмеримо с величиной ожидаемого импульса;
- 3) незапланированные технологические остановки скважины № 2315.

Обработка и интерпретация результатов исследования

По результатам проведенных исследований, на основе метода характерных точек, для реагирующих скважин были рассчитаны проницаемость, пьезо- и гидропроводность пласта.

Согласно выбранному методу, точка начала изменения давления идентифицируется как изменение уклона касательной к кривой давления. Пьезопроводность можно определить по формуле:

$$\chi = 0,0732 \frac{R^2}{t_n},$$

где t_n – время, соответствующее точке изменения давления, с; R – расстояние между возмущающей и реагирующей скважиной, м.

Проницаемость рассчитывается следующим образом:

$$k = \mu \cdot \beta^* \cdot \chi,$$

где μ – вязкость скважинной продукции, мПа·с; β^* – сжимаемость пластовой системы, 10⁻¹⁰Па⁻¹; χ – пьезопроводность между скважинами, м²/с.

Результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин приведены в табл. 1.

В результате проведенных исследований был получен отклик в пласте от остановок-запусков нагнетательной скважины № 2631 в скважинах № 2320, 2329, 2328. Из табл. 1 видно, что значения проницаемости, определенные по результатам ГДИС, в большинстве случаев несколько завышены в сравнении с данными петрофизических исследований (комплексные результаты исследования керна и ГИС).

Гидропроводность также оказалась завышенной в скважинах № 2329, 2328. В остальных скважинах значения, полученные по ГДИС, в целом согласуются с петрофизическими исследованиями.

Таблица 1. Результаты интерпретации гидропрослушивания участка № 1

Table 1. Interference interpretation results for the first regions of the formation

Возмущающая скважина Disturbing well	Циклы воздействия Cycles of impact	Реагирующие скважины/расстояние, м Responsive wells/distance, m	Гидродинамические исследования скважин Hydrodynamic studies of wells			Петрофизика Petrophysics	
			Пьезопроводность, м ² /с Piezo conductivity, m ² /sec	Проницаемость, мкм ² Permeability, μm ²	Гидропроводность, мкм ² ·м/мПа·с Hydroconductivity, μm ² ·m/mPa·s	Проницаемость, мкм ² Permeability, μm ²	Гидропроводность, мкм ² ·м/мПа·с Hydroconductivity, μm ² ·m/mPa·s
2631	1	2320/492	0,040	0,132	0,278	0,155	0,326
	2		0,044	0,111	0,234		
	1	2329/703	0,072	0,230	0,543	0,101	0,238
	2		0,068	0,232	0,548		
	1	2328/441	0,631	0,226	0,476	0,196	0,413
	2		0,194	0,637	1,343		
2590	1	2329/710	0,065	0,208	0,491	0,101	0,238
	2		0,031	0,098	0,231		
	1	2328/675	0,208	0,684	1,442	0,196	0,413
	2		0,151	0,497	1,040		

Гидропрослушивание пласта путем воздействия нескольких возмущающих скважин на одну реагирующую скважину

Целью гидропрослушивания пласта на втором участке пласта ЮС₂ являлось определение гидродинамической связи между нагнетательными скважинами № 11578, 11545, 10149 и добывающей скважиной № 11560, а также определение фильтрационно-емкостных свойств пласта на исследуемом участке.

До проведения исследования с помощью программного обеспечения Карра было выполнено численное моделирование гидродинамических исследований методом гидропрослушивания с целью уточнения гидродинамической связи между добывающей скважиной № 11560 и нагнетательными скважинами № 11578, 11545, 10149, а также фильтрационно-емкостных свойств пласта на исследуемом участке по характерным точкам кривой реагирования.

Для подбора оптимального режима воздействия возмущающих скважин на реагирующую рассмотрены два варианта исследования: с остановкой реагирующих скважин, без остановки реагирующих скважин.

Моделирование гидропрослушивания при остановленных реагирующих скважинах

Первый вариант предполагает возмущение пласта путем создания последовательной серии импульсов периодической закачки воды через нагнетательные

скважины № 11578, 11545, 10149. Импульс от воздействия возмущающих скважин прослеживается в остановленной реагирующей скважине № 11560. Рассмотрено два варианта приемистости нагнетательных скважин:

- при текущей приемистости нагнетательных скважин (по замерам телемеханики НПК «Альфа»): № 11578 – 110 м³/сут, № 10149 – 100 м³/сут, № 11545 – 98 м³/сут;
- при максимально (теоретически) возможной приемистости: № 11578 – 200 м³/сут, № 10149 – 160 м³/сут, № 11545 – 150 м³/сут.

Для выравнивания поля давления на исследуемом участке пласта в каждом из вариантов остановки нагнетательных (№ 11545, 10149, 11578) и добывающих (№ 10147, 11596, 11560) скважин производилась за 20 суток до начала циклов возмущения.

Возмущение пласта задавалось двумя циклами, состоящими из последовательного пуска и остановки возмущающей скважины, в следующем порядке:

- скважина № 11578 с длительностью каждого цикла 600 часов (300 часов работы и 300 часов простоя);
- скважина № 10149 с длительностью каждого цикла 600 часов (300 часов работы и 300 часов простоя);
- скважина № 11545 с длительностью каждого цикла 1200 часов (600 часов работы и 600 часов простоя).

Результаты расчета (времени прихода импульса и его амплитуды) представлены в табл. 2. Из таблицы видно, что при текущих режимах закачки импульсы от возмущения скважин № 11545 и 10149 не диагностируются. Для получения отклика в реагирующей скважине необходимо изменить режимы закачки в нагнетательных скважинах: № 11545 не менее чем до 150 м³/сут, № 10149 – не менее чем до 160 м³/сут, № 11578 – не менее чем до 200 м³/сут.

С целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и корректировки общего времени исследования методом гидропрослушивания перед началом проведения исследований в возмущающих (нагнетательных) скважинах необходимо зарегистрировать кривую падения давления. Для этого в скважины требуется спустить глубинные автономные преобразователи давления и температуры на максимально возможную глубину. На основании полученных значений ФЕС необходимо произвести корректировку программы исследования.

Моделирование гидропрослушивания без остановки добывающих скважин

Моделирование исследования по второму варианту проводилось при следующих условиях:

- Реагирующая скважина № 11560 работает с постоянным режимом отбора на весь период исследования.
- Остановка нагнетательных скважин № 11545, 10149, 11578 производится за 20 суток до начала циклов возмущения с целью выравнивания поля давления на исследуемом участке пласта.

- Возмущение пласта производится путем создания импульсов от поочередного запуска в работу нагнетательных скважин № 11578, 10149, 11545. Текущая приемистость нагнетательных скважин, полученная по замерам телемеханики (НПК

«Альфа»): № 11578 – 110 м³/сут, № 10149 – 100 м³/сут, № 11545 – 98 м³/сут.
 Рассмотрены три варианта, когда длительность работы и остановки возмущающих скважин, на основании которых выполнено моделирование, составляет 10, 15 или 20 суток.

Таблица 2. Исходные значения фильтрационно-емкостных свойств и результаты моделирования времени прихода импульса и его амплитуды

Table 2. Initial reservoir properties and simulation results of the pulse arrival time and its amplitude

k, мД (mD)	K _п , д. ед. (dimless.)	h, м (m)	Дискретность регистрации значений по каналу давления («шум»), МПа Discreteness of registration of values through the pressure channel («noise»), МПа	Приемистость возмущающей скважины Disturbing well injectivity Q, м ³ /сут (m ³ /day)	Результаты моделирования Simulation results					
					1 цикл/1 cycle			2 цикл/2 cycle		
					Δt_3	Δt_0	ΔP , МПа (MPa)	Δt_3	Δt_0	ΔP , МПа (MPa)
				ч/h			ч/h			
Пара скважин (wells) – 11545, 11560										
14,0	0,16	7,8	0,1	98,0 (текущ.) 98,0 (current)	Не диагностируется/Not registered					
				150,0 (теоретич.) 150,0 (theoretical)	718,0	722,0	0,43	686,0	686,0	0,49
Пара скважин (wells) – 10149, 11560										
14,0	0,16	7,8	0,1	100,0 (текущ.) 100,0 (current)	Не диагностируется/Not registered					
				160,0 (теоретич.) 160,0 (theoretical)	441,0	347,0	0,15	420,0	371,0	0,25
Пара скважин (wells) – 11578, 11560										
14,0	0,16	7,8	0,1	110,0 (текущ.) 110,0 (current)	–	258,0	0,40	368,0	229,0	0,47
				200,0 (theoretical)	287,0	319,0	0,50	283,0	303,0	0,60

Δt_0 – время прихода импульса после остановки возмущающей скважины, [ч]; Δt_3 – время прихода импульса после запуска возмущающей скважины, [ч].

Δt_0 – pulse arrival time after shutdown of the disturbing well [h]; Δt_3 – pulse arrival time after the start of the perturbing well.

Для наглядного отображения реакции скважины № 11560 на возмущение нагнетательных скважин (в частности, для оценки времени прихода импульса и

его амплитуды) построен график изменения давления в полулогарифмических координатах (рис. 2).

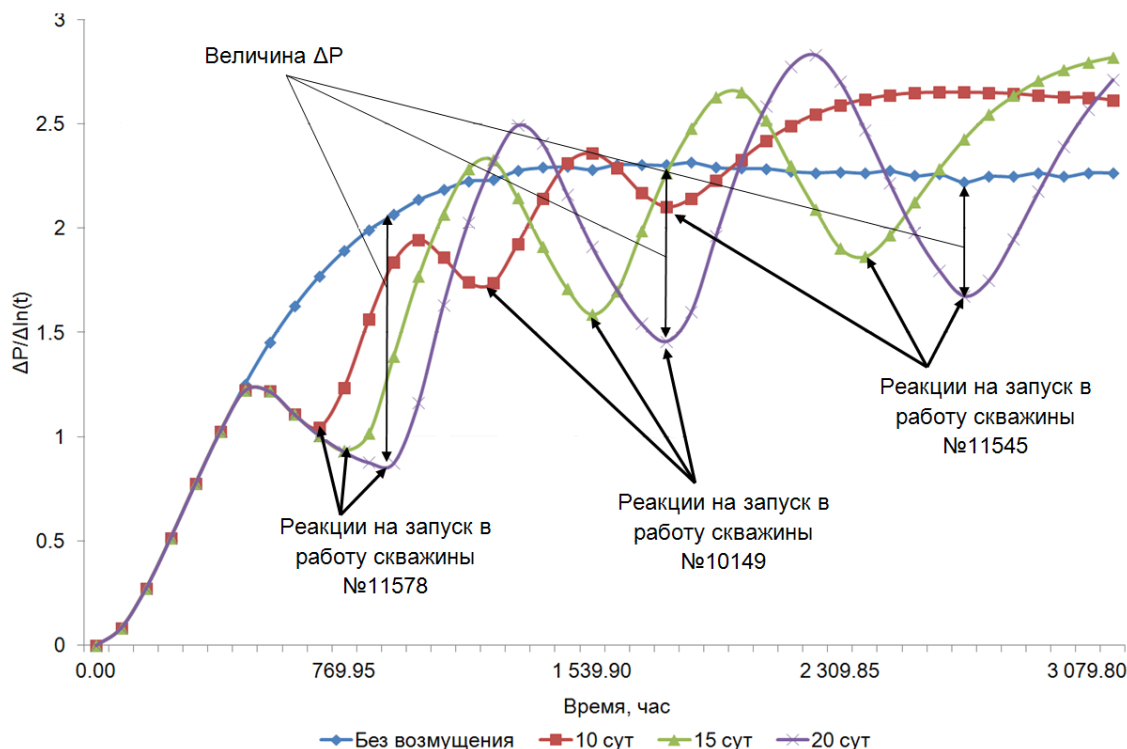


Рис. 2. Диагностический график реагирующей скважины № 11560 в полулогарифмических координатах

Fig. 2. Diagnostic plot of the reacting well no. 11560 in semi-logarithmic coordinates

Результаты расчета (величины экстремумов давления) представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты моделирования работы возмущающих скважин

Table 3. Results of disturbing wells simulations

Продолжительность возмущения, сутки Disturbance time, days	Величина экстремумов давления, МПа Pressure maximum, MPa		
	Скважина/Well		
	11578	10149	11545
10	0,31	0,42	0,42
15	0,44	0,57	0,57
20	0,53	0,71	0,69

В связи с ограничением возможностей ПО «Saphir» при моделировании дебит жидкости в скважине № 11560 принят постоянным, равным 44 м³/сут.

Анализ результатов моделирования показывает, что забойное давление (на ВНК) в процессе исследования снижается до 9,30 МПа, что ниже давления насыщения на 3,0 МПа. Эксплуатация скважины в таких условиях характеризуется следующими особенностями:

- наличие резких скачков давления;
- незапланированные остановки.

По результатам моделирования исследования скважин по второму варианту можно сделать вывод о том, что для определения влияния нагнетательных (возмущающих) скважин на добывающую (реагирующую), остановка скважины №11560 не требуется. В этом случае необходимы остановки исключительно возмущающих скважин. В связи с тем, что забойное давление (на ВНК) в процессе исследования упало ниже давления насыщения, возможны резкие скачки давления и незапланированные остановки скважин. В таких условиях при невыполнении требований к проведению исследований, прогнозируется высокий риск получения неинформативных результатов в связи с невозможностью идентификации отклика в реагирующей скважине.

Гидропрослушивание пласта

До проведения исследования с помощью моделирования выполнен расчет времени начала регистрации и амплитуды импульса в реагирующей скважине № 11560 от возмущения нагнетательных скважин № 11578, 11545, 10149. Фильтрационно-емкостные параметры скважин пласта ЮС₂ Вишневого месторождения и промысловая информация, используемая для моделирования, представлены в табл. 4. Представленная информация относится к начальному периоду разработки месторождения и основывается на данных исследования кернового материала и геофизических исследований скважин. Результаты моделирования и фактическое время прихода импульса приведены в табл. 5. Анализ результатов показывает, что при проведении гидропрослушивания на промысле не удалось реализовать рекомендуемые режимы нагнетания, а при сопоставлении текущих режимов отклик удалось диагностировать лишь в единичном случае (скважины 11560–11578). Отсутствие реакции в скважинах 10149 и 11545 может быть вызвано большей удаленностью от скважины 11560 по сравнению со скважиной 11578, что усложняет идентификацию импульса в реагирующей

скважине. Пятикратное превышение времени прихода импульса при сопоставлении результатов моделирования ГП и промысловых данных может быть вызвано упрощенной структурой модели пласта при использовании программного модуля Saphir, а также возможным образованием трещин автоГПП на скважине 11578. В случае неинформативности результатов проведения гидропрослушивания взаимовлияние скважин может быть установлено на основе аналитических подходов с анализом истории работы скважин, режимов работы и различных зависимостей, а также трассерных исследований.

Таблица 4. Фильтрационно-емкостные параметры скважин пласта ЮС₂ Вишневого месторождения, используемые для моделирования

Table 4. Reservoir parameters of wells of the YuS₂ formation of the Vishnevskoe field used for modeling

№ скв. Well no.	Текущий диапазон значений приемистости/дебита, м ³ /сут Current injection/production rate, m ³ /day	K _п , д.ед. (dimless)	k, мкм ² μm ²	h, м/м	k·h, мкм ² ·м μm ² ·m
Нагнетательные скважины Injection wells					
11545	65–115	0,17	0,0068	12,0	0,082
10149	93–120	0,16	0,0038	8,8	0,033
11578	99–130	0,15	0,0016	2,9	0,005
Добывающие скважины Production wells					
11530	11–37	0,16	0,0068	4,2	0,029
11561	0–31	0,18	0,0083	4,2	0,035
10147	30–38	0,17	0,0115	9,1	0,105
11544	20–31	0,17	0,0145	4,9	0,071
11529	26–65	0,17	0,0172	4,0	0,069
10151	41–80	0,18	0,011	7,3	0,080
10152	0–41	0,16	0,0049	6,2	0,030
14000	41–47	0,17	0,0134	10,1	0,135
11597 Гр*	8–66	0,18	0,0215	6,1	0,131
11596	15–27	0,17	0,0155	6,9	0,107
11560	0–70	0,16	0,0140	7,8	0,109
18572	1–11	0,17	0,0095	3,4	0,032

*Примечание. Скважина 11597Гр с горизонтальным стволом.

*Note. Well 11597Gr with a horizontal wellbore.

Технология проведения исследования

Возмущение пласта выполнено посредством периодических остановок – запусков в работу нагнетательных скважин № 11578, 11545, 10149, в соответствии с программой промысловых исследовательских работ:

- скважина 11578 останавливается на 30 суток, затем на 10 суток запускается в работу, после чего останавливается на 50 суток перед запуском в постоянную работу;
- скважина 10149 простаивает в течение 50 суток, запускается в работу на 10 суток, после чего останавливается на 30 суток перед запуском в постоянную работу;
- скважина 11545 останавливается вначале на 70 суток, затем на 10 суток запускается в работу, после чего простаивает вновь 10 суток до запуска в постоянную работу.

Реагирующая скважина № 11560, а также соседние добывающие скважины оставались в работе при текущем режиме эксплуатации, с постоянной регистрацией забойного давления с помощью термоманометрической системы.

Забойное давление в нагнетательных скважинах зарегистрировано с помощью глубинных «САМТ-02», а

также устьевых «УМТ-01-25» манометров-термометров. Давление на забое пьезометрической скважины № 10150 зарегистрировано с помощью глубинного манометра-термометра «САМТ-02». Расход закачиваемой жидкости в нагнетательных скважинах замерен с помощью ультразвукового вихревого счетчика, установленного в блоке распределения воды.

Таблица 5. Модельные и фактические значения времени прихода и величины импульса от возмущающих скважин № 11545, 10149, 11578

Table 5. Model and actual values of arrival time and impulse magnitude from disturbing wells no. 11545, 10149, 11578

Возмущающие скважины/Disturbing wells								
№ скважины/Well no.		11545		10149		11578		
Режим нагнетания, м ³ /сут Injection rate, m ³ /day		Текущий Current	Рекомендуемый Recommended	Текущий Current	Рекомендуемый Recommended	Текущий Current	Рекомендуемый Recommended	
		65–115	150	93–120	160	99–130	200	
Реагирующая скважина № 11560 ($Q_{ж.текущ}=45$ м ³ /сут) Reacting well no. 11560 ($Q_{изг}=45$ м ³ /day)								
Моделирование времени прихода и величины импульса Simulations of registered time and impulse magnitude	Δt_3	ч/h	Не диагностируется Not registered	718	Не диагностируется Not registered	441	–	287
	Δt_0	ч/h	Не диагностируется Not registered	722	Не диагностируется Not registered	347	258	319
	ΔP	МПа MPa	Не диагностируется Not registered	0,43	Не диагностируется Not registered	0,15	0,40	0,50
Фактическое время прихода и величины импульса Registered time and impulse magnitude	Δt_0	ч/h	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Not registered	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	42,9	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved
	Δt_3	ч/h	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Not registered	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	46,8	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved
	ΔP	МПа MPa	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Not registered	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	0,10	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved	Не достигнут рекомендованный режим нагнетания Recommended injection rate not achieved

Обработка и интерпретация результатов исследований

На основании промысловой информации о работе добывающих и нагнетательных скважин исследуемого участка в скважине № 11560 был диагностирован импульс от возмущения скважины № 11578. Результаты интерпретации приведены в табл. 6.

Реакции от возмущения нагнетательных скважин № 10149, 11545 в скважине № 11560 не диагностированы, что связано с недостижением рекомендуемых режимов нагнетания.

В остальных реагирующих скважинах исследуемого участка импульсы от возмущающих скважин не диагностированы по следующим причинам: отсутствие показаний давления ТМС в добывающих скважинах № 10147, 11561; некорректное показание давления ТМС в скважине № 11530 (постоянное значение давления на приеме насоса при изменении режима работы скважины); недостижение рекомендуемых режимов нагнетания.

Из табл. 6 видно, что между параметрами, рассчитанными по результатам ГДИС, и геолого-геофизическими и промысловыми данными могут наблюдаться некоторые расхождения, однако исследования с помощью ГДИС позволят отображать реальную картину процесса течения и волны распространения, а не локальные данные петрофизических исследований.

После проведения гидропрослушивания в скважине № 11560 было предложено реализовать резарку бокового ствола. На момент проведения мероприятия скважина работала с высокой обводненностью, равной 94,4 %. Дебит жидкости составлял 39,1 м³/сут, нефти – 1,9 т/сут. По результатам гидропрослушивания было выявлено, что причиной обводнения сква-

жины № 11560 является нагнетательная скважина № 11578. В результате было принято решение перебурить скважину № 11560 в северо-западном направлении, чтобы уйти от фронта закачиваемых вод. После реализации проекта дебит жидкости скважины увеличился до 48 м³/сут, дебит нефти – до 20 т/сут, а обводненность снизилась до 50 %.

Таблица 6. Результаты интерпретации гидропрослушивания пары скважин – 11578, 11560

Table 6. Interpretation results for a pair of wells no. 11578, 11560

Циклы воздействия Impact cycles	Расчетные параметры по гидродинамическим исследованиям скважин Parameters computed according to well test				Справочные данные по скважине № 11560 Reference data for the well no. 11560		
	$t_{ном}$, ч/h	χ , м ² /с, m ² /s	k , мкм ² μm ²	ϵ , мкм ² ·м/мПа·с (по пластовой воде) ϵ , μm ² /mPa·s (by formation water)	k , мкм ² μm ²	$k \cdot h$, мкм ² ·м μm ² ·m	ϵ , мкм ² ·м/(мПа·с) (по пластовой воде) ϵ , μm ² /mPa·s (by formation water)
Остановка Stop	42,9	0,068	0,011	0,259	0,014	0,109	0,339
Запуск Start	46,8	0,063	0,0098	0,238			
Остановка Stop	44,3	0,066	0,010	0,251			

Примечание: разница времени диагностирования сигнала связана с интерференцией волны давления от воздействия на пласты волны давления создаваемой работой УЭЦН.

Note: the difference in signal diagnostic time is related to the interference of the pressure wave from the impact on the reservoir and the pressure wave generated by the operation of the ESP.

Заключение

В работе проанализированы результаты гидропрослушивания пласта на двух участках Вишневого месторождения. Анализ результатов исследований, проведенных на первом участке, позволил выявить отклик в добывающих скважинах от остановок-запусков нагнетательной скважины. Произведен расчет фильтрационно-емкостных параметров пласта. Для второго участка пласта вначале было реализовано численное моделирование гидродинамических исследований методом гидропрослушивания, позволившее установить, что гидропрослушивание можно реализовать без остановки добывающей (реагирующей) скважины. По результатам обработки промысловых исследований, проведенных на скважинах второго участка, также были рассчитаны фильтрационно-емкостные параметры пласта, значения которых были сопоставлены с данными петрофизических исследований.

В целом анализ результатов работы позволяет дать рекомендации для качественного проведения гидропрослушивания без остановки скважин, оценить необходимые режимы нагнетания для регистрации показаний и выявления гидродинамической связи скважин

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model / R.I. Yermekov, V.P. Merkulov, O.S. Chernova, M.O. Korovin // *Journal of Mining Institute*. – 2020. – V. 243. – P. 299–304.
2. Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field) // *Journal of Mining Institute*. – 2018. – V. 231. – P. 268–273.
3. Пономарев А.И., Калиновский Ю.В. Комплексование газоконденсатных и гидродинамических исследований скважин для определения характеристик многофазного потока // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2017. – Т. 2. – № 70. – С. 7–16.
4. Майков Д.Н., Васильев Р.С., Васильев Д.М. Методика выявления отклика при гидропрослушивании в условиях зашумления забойного давления и наличия трендов давления // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – Т. 9. – С. 98–101.
5. Cross-well slug interference tests: an effective characterization method for resolving aquifer heterogeneity / R. Brauchler, R. Hu, T. Vogt, D. Al-Halbouni, T. Heinrichs, T. Ptak, M. Sauter // *Journal of Hydrology*. – 2010. – V. 384. – P. 33–45.
6. Лесной А.Н., Пьянкова Е.М. Исследование скважин гидропрослушиванием при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – Т. 1. – С. 67–69.
7. Flett M., Muller M. Early field life interference pulse test design to refine reservoir uncertainties: a reservoir surveillance opportunity for the Wheatstone Gas Field, Australia // *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – Perth, Australia, October 2016. – P. 1–18.
8. Шамсиев М.Н., Хайруллин М.Х., Морозов П.Е. Оценка параметров призабойной зоны скважины по результатам вертикального гидропрослушивания газового пласта // *Инженерно-физический журнал*. – 2020. – Т. 93. – № 2. – С. 324–330.
9. Афанаскин И.В., Королев А.В., Крыганов П.В. Повышение точности гидродинамических моделей и контроль разработки нефтяных месторождений по данным гидропрослушивания // *Труды научно-исследовательского института системных исследований Российской академии наук*. – 2019. – Т. 9. – № 1. – С. 4–13.
10. 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. – V. 243. – P. 313–318.
11. Svalov A.M. Analytical estimation of pressure delay time in observation wells during pulse testing of formations // *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. – 2020. – V. 93. – P. 1175–1178.
12. Поспелова Т.А., Стрекалов А.В. Стохастико-аналитическая модель для автогидросамопрослушивания продуктивных пластов // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – Т. 9. – С. 76–81.
13. Костин П.И. Особенности проведения гидропрослушивания на месторождениях с использованием термоманометрических систем // *Вестник науки*. – 2018. – Т. 3. – № 8 (8). – С. 64–69.
14. Особенности проведения гидропрослушивания на Туронской газовой залежи / Е.О. Толкачева, А.А. Александров, И.В. Самсонов, А.А. Хакимов, Т.А. Абрамов // *Газовая промышленность*. – 2021. – № 4 (815). – С. 40–47.
15. Изучение проводимости разлома на начальном этапе разработки Чайдинского месторождения как инструмент уточнения геологического строения залежи / В.А. Маркелов, Р.А. Хусаинов, В.Ю. Силов, Е.В. Чепкасова // *Горная промышленность*. – 2021. – № 3. – С. 87–91.
16. Изучение интерференции горизонтальных скважин на Ново-Серебрянском нефтяном месторождении Калининградской области / Л.Г. Кульпин, Л.Б. Обморошева, Т.А. Панфилова, В.П. Скачко // *Нефтяное хозяйство*. – 2011. – № 1. – С. 68–70.
17. Уточнение геологического строения Юрубчено-Тохомского месторождения по данным исследований скважин методом гидропрослушивания / Р.К. Разяпов, А.С. Сорокин, С.Г. Вольпин, А.В. Свалов, Ю.М. Штейнберг, П.В. Крыганов // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 8. – С. 20–23.
18. Исследование фильтрационных потоков на объекте Ю1 холмистого месторождения / Р.А. Гималетдинов, А.Н. Юдаков, А.Н. Лапердин, С.Ф. Мулявин, М.В. Кравцова // *Горные ведомости*. – 2014. – № 9 (124). – С. 50–58.
19. Interference test and pulse test / H. Zhuang, Yo. Han, H. Sun, X. Liu // *Dynamic well testing in petroleum exploration and development*. 2nd ed. / Eds. Huinong Zhuang, Yongxin Han, Hedong Sun, Xiaohua Liu. – Elsevier, 2020. – Ch. 6. – P. 387–464.
20. Корневский А.А., Малышев В.Л. Анализ влияния фильтрационных свойств пласта на возможность эффективного проведения гидропрослушивания // *Булатовские чтения*. – 2021. – Т. 1. – С. 205–209.
21. Афанаскин И.В. Новый метод интерпретации гидродинамических исследований и прогноза работы вертикальных скважин

- с трещинами гидроразрыва пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 4 (352). – С. 53–61.
22. Сергеев В.Л., Донг. В.Х. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 103–110.
23. Interference testing model of multiply fractured horizontal well with multiple injection wells / Yo. He, Sh. Cheng, J. Qin, Zh. Chai, Ya. Wang, H. Yu, J. Killough // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 176. – P. 1106–1120.
24. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system / J. Qin, Sh. Cheng, P. Li, Yo. He, X. Lu, H. Yu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 183. – P. 106412.
25. Elmhirst L.M., Novakowski K.S. The analysis of pulse interference tests conducted in a fractured rock aquifer bounded by a moving free surface // Advances in Water Resources. – 2012. – V. 35. – P. 20–29.
26. Аналитическое обоснование параметров аквифера при адаптации цифровой модели подземного хранилища газа в истощенном газоконденсатном месторождении / А.И. Пономарев, И.В. Владимиров, Ю.В. Калиновский, А.И. Шаяхметов, Е.Ф. Моисеева, В.Л. Малышев // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 203–206.
27. Automatic well test interpretation based on convolutional neural network for infinite reservoir / Xu. Liu, D. Li, J. Yang, W. Zha, Z. Zhou, L. Gao, J. Han // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 195. – P. 107618.
28. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А., Черный К.А. Исследование взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами на основе построения многоуровневых моделей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 116–126.
29. Нурғалиева А.А., Малышев В.Л. Подбор комплекса гидродинамических исследований скважин для достоверного прогноза параметров пласта на Вишневском месторождении // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 48–57.

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Гумерова А.А., геолог I категории, Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз» Нефтегазодобывающее управление «Федоровскнефть».

Малышев В.Л., кандидат физико-математических наук, доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Моисеева Е.Ф., кандидат физико-математических наук, доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE RESULTS OF THE YuS₂ FORMATION INTERFERENCE TEST IN THE VISHNEVSKOE OIL FIELD

Alina A. Gumerova¹,
nyralina@mail.ru

Victor L. Malyshev²,
victor.l.malyshev@gmail.com

Elena F. Moiseeva²,
elena.f.moiseeva@gmail.com

¹ Public joint stock company «Surgutneftegaz» Oil-gas mining enterprise «Fedorovskneft»,
29, Neftyanikov street, Surgut, 628400, Russia.

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

The relevance of the study is caused by the need to conduct and interpret hydrodynamic studies of wells, in particular, interference testing, for the design of field development. Interference test allows clarifying the features of the formation structure, the presence or absence of a hydrodynamic relation between wells, as well as increasing the accuracy of determining the filtration characteristics of the formation.

The main aim of the research is using the results of well test analysis identify the mode of operation of the disturbing wells, which makes it possible to identify the signal in the reacting well without shutting it down, and calculate the filtration characteristics of the formation.

Objects: YuS₂ formation of the Vishnevskoe field.

Methods: interference design in the Kappa-Workstation (module Saphir) software package; field research on the possibility of determining the pressure pulse in the reacting wells; interpretation of the results of well test in the Kappa software package.

Results. The paper introduces the results of hydrodynamic studies of wells in two regions of the YuS₂ formation of the Vishnevskoe oil field by well testing. The influence of various factors on the quality of studies is considered, the permeability, piezo- and hydraulic conductivity in the area of reacting wells are calculated. In the first region of the formation, an injection well was used as a disturbing well. During the study, two cycles of shutdown and subsequent start-up of the injection well were implemented. As a result of the interpretation of the studies, the filtration characteristics of the reservoir were calculated, the values of which are consistent with the data of petrophysical studies. For the second of the considered regions, modeling was performed in order to determine the possibility of implementing well test study without stopping the reacting well. Based on the simulation results of the well survey, it was concluded that to determine the effect of injection (disturbing) wells on production (reacting) wells, shutdown of the reacting wells is not required. In this case, it is necessary to stop only disturbing wells. Three disturbing and one reacting wells were involved in this well test. The results of the studies made it possible to identify the mode of operation of the disturbing wells, which makes it possible to identify the signal in the reacting well without shutting it down. An interpretation of the studies was made, based on the results of which the filtration parameters of the reservoir were calculated.

Key words:

Interference test, hydrodynamic studies, thermomanometric systems, hydrodynamic modeling, disturbing well, reacting well.

REFERENCES

- Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 299–304.
- Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field). *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 231, pp. 268–273.
- Ponomarev A.I., Kalinovskiy Yu.V. Kompleksirovanie gazokondensatnykh i gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin dlya opredeleniya kharakteristik mnogofaznogo potoka [Integration of gas condensate and hydrodynamic studies of wells to determine the characteristics of a multiphase flow]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2017, vol. 2 (70), pp. 7–16.
- Maykov D.N., Vasilev R.S., Vasilev D.M. Metodika vyyavleniya otklika pri gidroproslushivanii v usloviyakh zashumlenniya zaboy'nogo davleniya i nalichiya trendov davleniya [Technique for detecting response during interference testing in conditions of noisy bottomhole pressure and the presence of pressure trends]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2018, vol. 9, pp. 98–101.
- Brauchler R., Hu R., Vogt T., Al-Halbouni D., Heinrichs T., Ptak T., Sauter M. Cross-well slug interference tests: an effective characterization method for resolving aquifer heterogeneity. *Journal of Hydrology*, 2010, vol. 384, pp. 33–45.
- Lesnoj A.N., Pyankova E.M. Wells hydrolistening research at the solving of oil and gas fields development. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, vol. 1, pp. 67–69. In Rus.
- Flett M., Muller M. Early field life interference pulse test design to refine reservoir uncertainties: a reservoir surveillance opportunity for the Wheatstone Gas Field, Australia. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Perth, Australia, October 2016. pp. 1–18.
- Shamsiev M.N., Hayrullin M.H., Morozov P.E. Estimation of parameters of the bottomhole zone of a well based on the results of vertical interference testing of a gas reservoir. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal*, 2020, vol. 93 (2), pp. 324–330. In Rus.
- Afanaskin I.V., Korolev A.V., Kryganov P.V. Hydrodynamic modeling accuracy and oil fields development monitoring improvement based on well interference tests data. *Trudy nauchno-issledovatel'skogo instituta sistemnykh issledovaniy Rossiyskoy akademii nauk*, 2019, vol. 9 (1), pp. 4–13. In Rus.
- Martyushev 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.
- Svalov A.M. Analytical estimation of pressure delay time in observation wells during pulse testing of formations. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2020, vol. 93, pp. 1175–1178.
- Pospelova T.A., Strekalov A.V., Pospelova T.A. Stochastic-analytical model for auto-hydro-self-listening of reservoirs.

- Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2019, vol. 9, pp. 76–81. In Rus.
13. Kostin P.I. Osobennosti provedeniya gidroproslushivaniya na mestorozhdeniyakh s ispolzovaniem termomanometricheskikh system [Peculiarities of interference testing in the fields using thermomanometric systems]. *Vestnik nauki*, 2018, vol. 3, no. 8 (8), pp. 64–69.
 14. Tolkacheva E.O., Aleksandrov A.A., Samsonov I.V., Khakimov A.A., Abramov T.A. Specific features of well-interference testing at Turonian gas deposit. *Gazovaya promyshlennost*, 2021, vol. 4 (815), pp. 40–47. In Rus.
 15. Markelov V.A., Khusainov R.A., Silov V.Yu., Chepkasova E.V. Geological structure update using fault seal analysis at the early stage of Chayandinskoye gas condensate field development. *Russian Mining Industry*, 2021, vol. 3, pp. 87–91. In Rus.
 16. Kulpin L.G., Obmorosheva L.B., Panfilova T.A., Skachko V.P. Experimental researches on studying of interaction of horizontal wells on the New-Serebrjansky oil deposit of the Kaliningrad region. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, vol. 1, pp. 68–70. In Rus.
 17. Ryazapov R.K., Sorokin A.S., Volpin S.G., Svalov A.V., Shteinberg Yu.M., Kryganov P.V. Detailing Yurubcheno-Tokhomskoe deposit geology using well interference testing data. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, vol. 8, pp. 20–23. In Rus.
 18. Gimalletdinov R.A., Yudakov A.N., Laperdin A.N., Mulyavin S.F., Kravtsova M.V. Issledovanie filtratsionnykh potokov na obekte Yu1 Kholmistogo mestorozhdeniya [Investigation of filtration flows at the object Yu1 of a Holmistoe field]. *Gornye vedomosti*, 2014, vol. 9, no. 124, pp. 50–58.
 19. Zhuang H., Han Yo., Sun H., Liu X. Interference test and pulse test. *Dynamic Well Testing in Petroleum Exploration and Development*. 2nd ed. Eds. Huinong Zhuang, Yongxin Han, Hedong Sun, Xiaohua Liu. Elsevier, 2020. Ch. 6, pp. 387–464.
 20. Korenevskiy A.A., Malyshev V.L. Analysis of the influence of the reservoir filtration properties on the possibility of effective hydro-listening wells. *Bulatovskie chteniya*, 2021, vol. 1, pp. 205–209.
 21. Afanaskin I.V. A new method for interpreting hydrodynamic studies and predicting the operation of vertical wells with hydraulic fractures. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2021, vol. 4 (352), pp. 53–61. In Rus.
 22. Sergeev V. L., Dong V.H. Identification of filtration flow regimes in hydrodynamic studies of horizontal wells with hydraulic fractures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 3, pp. 103–110. In Rus.
 23. He Yo., Cheng Sh., Qin J., Chai Zh., Wang Ya., Yu H., Killough J. Interference testing model of multiply fractured horizontal well with multiple injection wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 176, pp. 1106–1120.
 24. Qin J., Cheng Sh., Li P., He Yo., Lu Xin, Yu H. Interference well-test model for vertical well with double-segment fracture in a multi-well system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 183, 106412.
 25. Elmhirst L.M., Novakowski K.S. The analysis of pulse interference tests conducted in a fractured rock aquifer bounded by a moving free surface. *Advances in Water Resources*, 2012, vol. 35, pp. 20–29.
 26. Ponomarev A.I., Vladimirov I.V., Kalinovskiy Yu.V., Shayahmetov A.I., Moiseeva E.F., Malyshev V.L. Analytical substantiation of aquifer parameters at adjustment of a digital model simulating underground gas storages in depleted gas-condensate fields. *Nauchno-tehnicheskiiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 2018, vol. 1 (33), pp. 203–206. In Rus.
 27. Liu Xu., Li D., Yang J., Zha W., Zhou Z., Gao L., Han J. Automatic well test interpretation based on convolutional neural network for infinite reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, 107618.
 28. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Cherniy K.A. Research of interaction between expressive and producing wells based on construction of multilevel models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 2, pp. 116–126. In Rus.
 29. Nurgalieva A.A., Malyshev V.L. Selection of a complex of hydrodynamic studies of wells for a reliable forecast of reservoir parameters at the Vishnevsky field. *Neftegazovoe delo*, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 48–57. In Rus.

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Alina A. Gumerova, geologist of the 1st category, Public joint stock company «Surgutneftegaz» Oil-gas mining enterprise «Fedorovskneft».

Victor L. Malyshev, Cand Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Elena F. Moiseeva, Cand Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

UDC 622.7

TECHNOLOGY FOR PROCESSING LOW-SULFIDE GOLD-QUARTZ ORE

Pavel K. Fedotov¹,
fedotov@istu.edu

Arkady E. Senchenko²,
senchenko@tomsgroup.ru

Konstantin V. Fedotov¹,
fedotov@istu.edu

Alexander E. Burdonov¹,
slimbul@inbox.ru

Vera V. Vlasova¹,
vlaver@istu.edu

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

² Institute «Technology of mineral raw materials dressing»,
83a, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

The relevance of the research is caused by the necessity to acquire new knowledge about the enrichment of gold-bearing ores and the need to develop the resource base of the Russian Federation, namely involve subsoil use objects in economic circulation.

The purpose of the study is to study the processing of low-sulfide gold-quartz ore using an integrated technology for the enrichment of mineral raw materials.

Object: gold ore raw materials with an average gold grade of 11,88 g/t. The silver content is negligible – 2,43 g/t. The main ore minerals in the sample are pyrite and pyrrhotite. The average content of these minerals in the ore, according to mineralogical and X-ray diffraction analysis, was about 6 % (in total). The main rock-forming minerals of the original ore are: quartz – 60,1 %; quartz-chlorite-mica aggregates – 3,8 %; carbonates – 7,1 %.

Methods. The research methodology was based on the theoretical foundations of mineral processing. The study of the material composition of the ore, and enrichment products, was carried out using chemical, assay, thermal, spectrometric methods, as well as atomic emission spectrometry and other methods. The study of washability was carried out by the methods of gravity and flotation enrichment, namely: GRG test, stage test of the Institute TOMS (Russia) (determination of the optimal size of ore grinding and the number of enrichment stages), modeling of gold extraction in the grinding cycle, determination of the optimal degree of grinding, study of the choice of flotation reagents, study of the kinetics of the process and the implementation of a complex of technological studies.

Results. It was found that the gold recovery when performing the GRG test was 72,75 % with a total concentrate yield of 1,34 % and a content of Au 664,78 g/t. At the same time, the gold content in the tailings was 3,29 g/t. A stage test showed that for ore processing only by gravity technology, it is advisable to use a two-stage scheme. The first stage is in the grinding cycle with the ore size of 60–70 % and the second stage – with the final size of the discharge of the classification 90 % size of –0,071 mm. Centrifugal separation, as a free gold recovery operation in a grinding cycle, works efficiently. A concentrate with a gold content of 2426 g/t was obtained with an output of 0,31 % and an extraction of 63,74 %. The enrichment of the first stage tailings crushed to 90 % size of –0,071 mm at the KC-CVD concentrator (modeling) made it possible to extract gold into a total gravity concentrate (KC-MD+KC-CVD) of 87,25 % with a concentrate yield of 22,63 %. The gold content in the tailings was 1,97 g/t. The results of gravity and flotation concentration of the original ore indicate the feasibility of using a combined gravity-flotation technological scheme. In a closed experiment of the initial ore beneficiation according to the gravity-flotation scheme at a natural pH of the pulp (without adding acid), the following products were obtained: gravity concentrate with a gold content of 2426 g/t at a yield of 0,31 % and an extraction of 64,06 %; flotation concentrate (after the II cleaning) with a gold content of 122 g/t with a yield of 2,90 % and recovery of 33,01 %; the total gold recovery in the gravity-flotation concentrate was 94,07 % with a yield of 3,21 % and Au content of 345,87 g/t, the gold content in the flotation tailings was 0,72 g/t.

Key words:

Gold, enrichment, technological research, flotation, gravity, modeling, concentrate, tailings, extraction.

Introduction

Research and technology of the mining and processing industry has developed continuously as the amount of knowledge and experience expanded, and the analytical and instrumental base improved. Work in this area has been carried out since mining has existed. Despite the colossal number of research projects carried out both on the territory of the Russian Federation [1–4] and in foreign

research centers in China [5], Korea [6], Brazil [7], the topic of the maximum possible extraction of valuable components from refractory ores remains a topical direction of development for the entire mining and processing and metallurgical complexes. Based on the analysis of the literature [8–11], the most demanded direction is the processing of gold-bearing ores with different content of substances that prevent the complete extraction of the valuable component.

To achieve these goals and objectives, as a rule, various complex processing schemes are used: gravity-flotation, gravity-metallurgical, etc. The use of one or another scheme for the enrichment of mineral raw materials depends on many different factors, such as the shape of particles, geometric dimensions, weight, wettability, association with minerals, etc. For example, in [12], the effect of particle shape and roughness index on the flotation is shown. In [13], studies on the influence of the particle size of raw materials on the efficiency of enrichment in industrial conditions are presented. Due to its chemical inertness, almost all the gold in the earth's crust is in a native state, namely in the form of a metal with an insignificant content of impurities. In view of this fact and the physical properties of this metal, it becomes possible to use gravitational methods for separating minerals. However, the use of this technology, in the presence of finely dispersed raw materials, is often accompanied by high losses of a valuable component and a negative impact on environmental objects.

In this case, a promising direction is the use of an integrated processing scheme, with the use of highly efficient enrichment processes. For example, flotation is the most efficient and more widespread method of beneficiation of gold-bearing ores when sulfide minerals are pre-

sent in it, even in small amounts [14]. Gravity methods will be effective for the extraction of larger particles of valuable minerals [15]. Gravity-flotation technologies for processing gold-bearing ores are a fairly common and effective way of enriching mineral raw materials [16–19].

This article is devoted to the processing of low-sulfide gold-quartz ore using an integrated technology for the enrichment of mineral raw materials.

The main objectives of the study are:

- analysis of qualitative and quantitative characteristics of processed raw materials;
- study of ore concentration using gravity methods;
- study of ore dressing using the flotation method;
- recommendations on the use of the proposed technology on analogous types of ore.

Object of research

The study was carried out using a sample that is characterized by a low-sulphide gold-quartz type of ore. The average gold content in the technological sample according to the sampling certificate is 8,5 g/t. The granulometric composition of the ore with a particle size of $-2 +0$ mm, prepared for tests, is presented in the Table.

Table. *Granulometric characteristics of crushed ore (size of -2 mm) with distribution of gold, silver, iron and sulfur by size classes*

Таблица. *Гранулометрические характеристики дробленной руды (класс крупности -2 мм) с распределением золота, серебра, железа и серы по классам крупности*

Product size class Класс продукта	Product yield, % Выход продукта %	Au		Fe		S	
		g/t (r/r)	distribution распределение	%		content содержание	distribution распределение
		content содержание		content содержание	distribution распределение		
$-2+1$	37,29	9,60	33,21	5,73	33,22	2,63	32,68
$-1+0,5$	12,97	17,50	21,24	5,66	11,24	2,77	12,35
$-0,5+0,315$	6,44	13,20	7,44	5,73	5,61	2,67	5,72
$-0,315+0,2$	7,21	9,40	5,81	5,77	7,18	2,65	6,05
$-0,2+0,1$	11,27	8,60	8,86	6,57	11,12	0,34	12,35
$-0,1+0,071$	6,24	9,50	6,01	7,83	6,94	4,14	7,99
$-0,071+0,045$	4,77	12,20	5,12	8,67	6,18	4,32	6,52
$-0,045+0$	13,81	11,20	12,81	10,07	18,51	4,04	16,17
Total/Итого	100,00	11,11	100,50	6,62	100,00	3,08	100,00

According to the sieve analysis of the ore, gold distribution by size classes is uneven. Its content in size classes ranges from 8,6 g/t ($-0,2 + 0,1$ mm) to 17,50 g/t ($-1 + 0,5$ mm). This distribution pattern is an indication of the presence of large and medium-sized gold particles in the crushed ore in free form and in rich intergrowths.

The results of optical emission analysis of the ore (analyzes ICP90, ICP40) showed that the content of harmful elements – arsenic and antimony, does not exceed 0,005 %, and they will not have a negative effect on ore processing. The SiO₂ content is 78,7 %. The content of heavy non-ferrous metals (Cu, Pb, Zn) is thousandths of a percent, and they will not have an industrial value for extraction. The only valuable component of the ore is gold.

The rocks of the deposit are represented by mineralized carbonate-quartz rocks with different-grained granoblastic quartz, ferruginous calcite or ankerite in the interstices of quartz grains, grouping into spotty, vein-like accumulations. Isometric siderite grains are present among carbonate minerals, the decomposition of which produces

irregular magnetite grains. Among other nonmetallic minerals, thin sections contain flakes of chlorite, muscovite, and epidote aggregates [20].

The main rock-forming minerals of the original ore are: quartz – 60,1 %; quartz-chlorite-mica aggregates – 3,8 %; carbonates – 7,1 %. Slimes are represented by carbonated mica-quartz, with chlorite, weight – 22,8 %. Ore minerals (sulfides) are represented by pyrite – 2,2 %; arsenopyrite – signs; chalcopyrite and galena are rare signs. In terms of sulfide content, the ore of the deposit is classified as poor, in terms of the degree of oxidation to sulfide.

Phase analysis of the original ore showed that with a size of -2 mm, the share of free gold is 29,11 %. With an increase in the fineness of grinding to 60 % and further to 95 % size of $-0,071$ mm, the amount of free gold is 50,50 and 63,16 %, respectively. The share of cyanated gold (free and in intergrowths) with a size of -2 mm is 57,59 %, with a size of 60 and 95 % size of $-0,071$ mm, respectively, 77,35 and 93,29 %.

It can be concluded that this ore is a favorable raw material for beneficiation by gravity and flotation methods. It is also possible to efficiently process the original ore and products of its concentration by hydrometallurgical methods [21].

Research methodology

Research technique for washability by gravity methods

The results of studying the material composition of the ore showed that when grinding to a size of 95 % size of $-0,071$ mm, more than half of the gold (63,16 %) is present in free form. Therefore, for processing this ore, it is advisable to use gravity concentration methods and, in particular, the following processes:

- centrifugal separation with low concentrate yield (up to 1,5 %);
- centrifugal separation with increased concentrate yield (more than 1,5 %).

In principle, the possibility of using centrifugal methods for extracting free gold from the ore of the deposit was established according to the results of a special international GRG test (the method of Knelson, Canada).

The final grinding size and the feasibility of dressing the intermediate size ore was determined according to the results of a stage dressing test on a centrifugal concentrator (TOMS method).

Evaluation of the level of free gold recovery at an intermediate ore size (60 % size of $-0,071$ mm) by gravity methods was determined according to the results of enlarged concentration tests on a jig and on a separator with periodic unloading.

The influence of the concentrate yield on gold recovery was determined by the results of modeling ore concentration on a separator with continuous concentrate discharge.

In total, at the stage of research on enrichment of ore of the deposit by gravitational methods, the following tests were performed:

- *GRG test (Knelson methodology, Canada)*

The purpose of the GRG test (Knelson, Canada) is to determine the amount of gold recovered by gravity and to evaluate the possibility of using centrifugal separators with a low concentrate yield for enriching the ore of the deposit.

The method of performing the GRG test provides for a three-stage ore beneficiation. The feed size is: at the first stage -2 (1,7) mm, at the second – approximately 80 % size of -250 microns and at the third – 80 % size of -75 microns [22–24] (Fig. 1).

- *TOMS stage test (determination of the optimal size of ore grinding and the number of beneficiation stages)*

The purpose of the experiment was to determine the optimal (final) size of ore grinding and the number of stages of gravity concentration. The determination of the optimal size of grinding was carried out according to the results of the stage-by-stage ore gravity concentration. The experiment was carried out on a centrifugal concentrator with a sequential reduction in the size of the ore at each stage. The material was investigated with a size of -2 mm in the range from 16,99 to 93,96 % and $-0,071$ mm. At each stage, four enrichment operations were performed (at the

first stage, two operations). Based on the data obtained, a graph of gold recovery dependence on ore size was built (Fig. 2). Additionally, according to the calculation of the Hancock criterion, the enrichment efficiency curve was plotted on the graph. The full results of the staged test are shown in Fig. 3.

- *simulation of gold recovery in the grinding cycle (first stage of beneficiation)*

The purpose of this test was to assess the possibility of extracting free gold at an intermediate ore size (~ 60 % – $0,071$ mm) by gravity methods with a low concentrate yield. During the test, a single dressing was carried out on a centrifugal concentrator (KC-MD) of a sample of the original ore with a particle size of 60 % size of $-0,071$ mm. To assess the possibility of separating free gold into the «gold head», metallurgical refinement of the concentrate was performed.

- *modeling of the second stage of enrichment at KC-CVD with refinement of the concentrate*

The purpose of this test is a preliminary assessment of the applicability of the KC-CVD concentrator for the recovery of gold from the tailings of the first stage of concentration and to determine the effect of the yield of the final gravity concentrate on the concentration indicators. The preliminary assessment was carried out by modeling the process using the following equipment:

- concentration table (CT);
- centrifugal concentrator with periodic concentrate discharge (KC-MD).

The CT concentrate in combination with the KC-MD one characterizes the product of the KC-CVD concentrate refinement when obtaining the final gravity concentrate. This approach allows a preliminary assessment of the possibility of using CVD for ore beneficiation. If necessary, CVD performance indicators are specified on enlarged tests. The test was performed on stage 1 tailings from the KC-MD. Enrichment was carried out in several sequential stages on a centrifugal concentrator (KS MD3) and a concentration table (CT). Concentrate KS MD3 and CT of each stage were combined. On the tails, the enrichment operation was repeated at KS MD3 and RMS. A total of six stages have been completed. As a result, six concentrates and tailings were obtained. The resulting dependence of the efficiency of gold recovery on the yield of KC-CVD concentrate is shown in Fig. 3. In some cases, it is possible to develop statistical regression models that can be used to optimize the process [25].

Experimental procedure for washability by flotation methods

The study of the ore dressability of the technological sample was carried out on the original ore and on the tailings of gravity concentration. The purpose of the research was to work out the optimal flotation mode for obtaining sulfide gold-bearing concentrate.

The main objectives of the research were:

- study of granulometric characteristics;
- develop a reagent regime;
- study physical characteristics of the pulp;
- determine flotation time by operations and structure of the flotation circuit.

Determination of the optimal size of the initial ore grinding

To determine the optimal degree of grinding of the initial ore for flotation, a series of tests was carried out on material with a particle size of (70–95) % – 0,071 mm. Pine oil was used as a foaming agent at the initial stage of research. Medium regulators were not supplied. The flotation was carried out at a natural level of pH=8,04, formed due to the dissolution of ore minerals. Basic and control flotation operations were performed.

Determination of the optimum size for grinding gravity tailings

To determine the optimal degree of grinding of gravity tailings for flotation, a series of tests was carried out on material with a particle size of 70, 80, 85, 90 and 95 % – 0,071 mm. Pine oil (CM) was used as a foaming agent. Medium regulators were not supplied. Flotation was carried out at natural pH=7,64. The main and control flotation operations were carried out. To evaluate the results of flotation in each experiment, the value of the Hancock criterion was calculated, which characterizes the efficiency of the flotation, and a graph of this indicator dependence on grinding size of gravity tailings was plotted, shown in Fig. 4.

Flotation kinetics study

In order to select the type and consumption of the frother for flotation, three tests were delivered on material with a particle size of 90 % – 0,071 mm. Reagents pine oil, T-66 and T-80 (similar in properties to T-92), were used as foaming agents. Collector consumption and flotation time were the same for all experiments. The consumption of the foaming agent was selected empirically according to the type and loading of the foam layer. The baseline was the experience with pine oil. A similar approach to the experiment is presented in the works [26, 27].

Open experiments on flotation of gravity tailings at different pulp densities

In order to establish the flotation indicators at the optimal mode and to check the effect of the pulp density on them, three open experiments were performed on gravity tails, in which the solids content in the pulp was equal to 20, 27 and 35 % by weight. In each experiment, the main and control operations were performed. The reagent mode and flotation time were adopted based on the results of the kinetic tests. Tests have shown that the optimum solids content in the slurry is in the range of 27–30 %. An increase in the solids content from 27 to 35 % leads to an increase in the yield of the concentrate (from 11,90 to 12,92 %) with almost unchanged gold recovery in it. This leads to a decrease in the gold content in the concentrate from 31,78 to 29,31 g/t.

Open experience of flotation of gravity separation tailings according to the complete scheme

An open experiment on flotation of gravity separation tailings was set up at the optimal modes established at the prospecting stage of research in order to clarify the concentration indicators. The flotation was carried out at the natural pH of the pulp, which is formed due to the dissolution of ore minerals. The flotation scheme included the main, control and two cleaning operations.

Closed experiment on gravity-flotation concentration of the original ore at the natural pH value of the pulp

To establish the indicators of the initial ore beneficiation according to the gravity-flotation scheme, a test was put in which flotation was carried out with the return of middlings (five closed cycles) according to the regime worked out at the preliminary stage of research.

The scheme of the experiment is shown in Fig. 5. The original ore was crushed to a particle size of 60 % – 0,071 mm and enriched by centrifugal separation in order to extract free gold and rich intergrowths. The tails of centrifugal separation were re-crushed to a particle size of 90 % – 0,071 mm and fed to flotation, in which the main, control and two cleaning operations were provided. Flotation was carried out in a closed cycle with a turnover of industrial products using a circulating water supply according to a «short» scheme (through a tailings thickener).

To assess the technological efficiency of enrichment used in the work, the Luiken–Hancock formula was used:

$$E = \frac{\gamma(\beta - \alpha)}{\alpha(1 - \alpha)},$$

where α is the content of the valuable component in the source material; β is the content of the valuable component in the fortified product; γ is the yield of the enriched product.

The process is considered highly efficient if $E > 75$ %, effective if $E > 50$ %, and ineffective if $E < 25$ %.

Results and its discussion

Study of the deposit ore for dressability by gravity methods
Evaluation of the possibility of using centrifugal methods (GRG test)

The total volume of gold extracted by gravity after three stages of enrichment was 72,75 % with a concentrate yield of 1,34 %. Including: at the first stage, the extraction by gravity was 24,80 %, at the second and third stages, respectively, 39,89 and 8,07 %. The estimated gold grade in the original ore for the GRG test was 11,91 g/t.

The results of the GRG test showed that the ore of the deposit is efficiently concentrated by centrifugal methods. The level of gold extraction by gravity during stage grinding of ore is high – 72,75 %. But for more complete gold recovery, the use of centrifugal concentrators in combined schemes (gravity-flotation, etc.) can be recommended [28, 29].

Staged centrifugal ore beneficiation

On the original ore size of –2 mm (16,99 % –0,071 mm), the extraction of gold was 36,37 %. When grinding to 49,10 % size of –0,071 mm, the extraction increased by 31,82 % and totaled 68,19 %. When grinding to 66,33 % size of –0,071 mm, the total gold recovery was 76,77 %. A further reduction in the size of the ore to 89,47 and 93,96 % made it possible to additionally extract 4,21 and 2,01 % of gold, respectively. The total gold recovery in the total concentrate is 87,44 % at a content of 71,56 g/t and yield of 13,70 %. Under these conditions, the gold content in the tailings was 1,63 g/t. The gold grade in the original ore was 11,21 g/t. The dependence of the gold recovery efficiency on the recovery size is shown in Fig. 2.

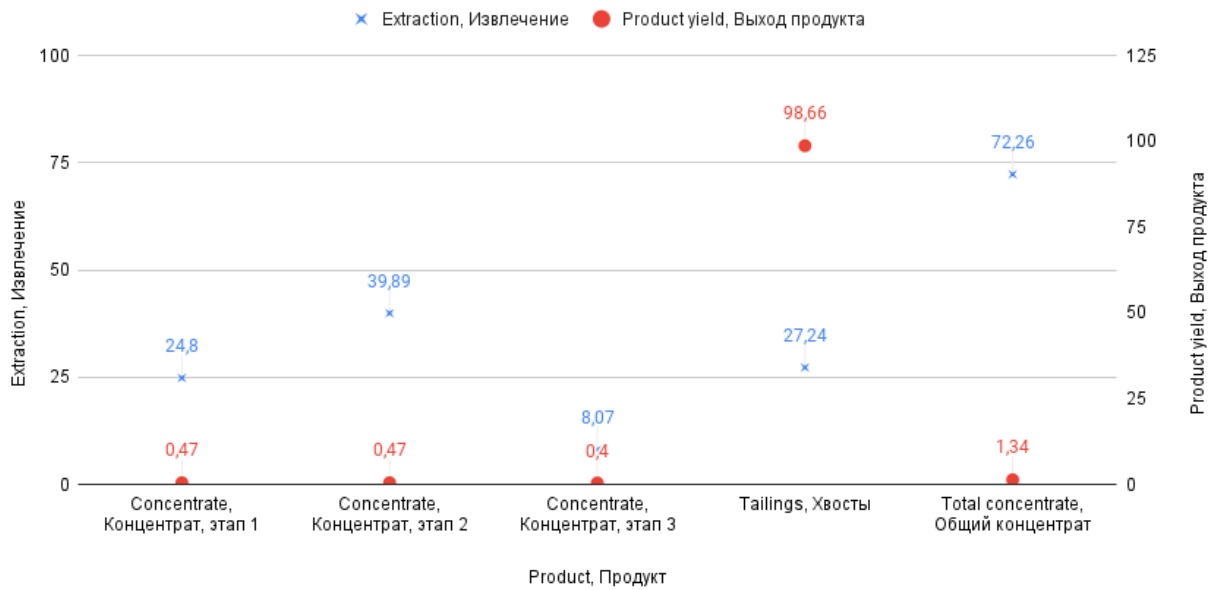


Fig. 1. Results of the GRG test (gold recovery by stages)

Рис. 1. Результаты теста GRG (извлечение золота по стадиям)

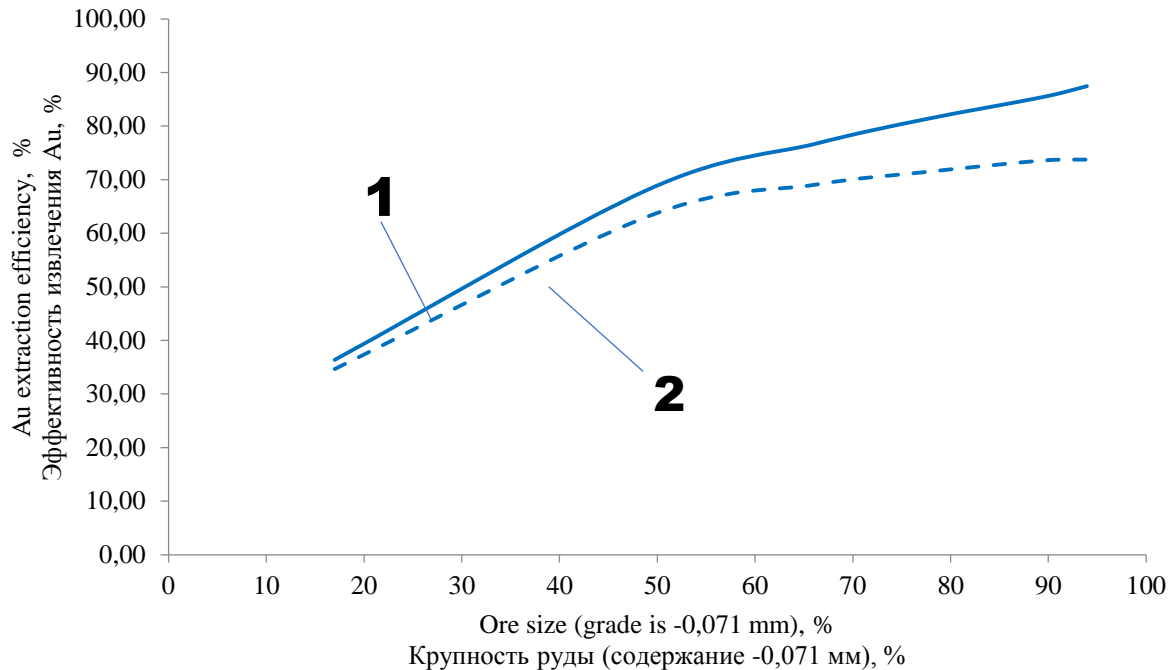


Fig. 2. Dependence of gold extraction efficiency on ore grinding size: 1 – Au recovery, %; 2 – efficiency, %

Рис. 2. Зависимость эффективности извлечения золота от крупности измельчения руды: 1 – извлечение золота, %; 2 – КПД, %

High gold recovery (76–81 %) at an intermediate size (66–77) % –0,071 mm indicates the advisability of using gravitational ore concentration in the grinding cycle. With a particle size of 90 % size of –0,071 mm, the rate of growth of the efficiency curve decreases (inflection point), and this coarseness can be taken as the final one for gravity concentration. It is recommended to use a two-stage enrichment scheme. The first stage in the grinding cycle with an intermediate ore size of 60–70 % size of –0,071 mm, the second stage at the drain of the classification unit with a final ore size of 90 % –0,071 mm (for gravity concentration).

Simulation of gold recovery in a grinding cycle (first stage of beneficiation)

The results of the experiment showed that centrifugal separation in the grinding cycle at an intermediate size of 60 % –0,071 mm works effectively. A concentrate with a gold content of 2426,0 g/t was obtained with an output of 0,31 % and an extraction of 63,74 %. Therefore, this process can be recommended for use in an industrial technological scheme. Based on the results of metallurgical refinement of the KC-MD concentrate, the approximate level of gold extraction into a rich concentrate – «gold head», amounted to 59,60 % of the original ore [30].

Simulation of the second stage of beneficiation
 at KC-CVD with concentrate finishing

In the course of preliminary tests, it was found that the ore of the deposit is efficiently enriched by centrifugal separation with a low concentrate yield. But at the same time, the extraction of gold is not complete enough. One of the possible ways to increase gold recovery by gravity methods, including those associated with gangue minerals and sulfides, is the use of a centrifugal concentrator KC-CVD with continuous concentrate discharge at the second stage of enrichment.

Based on the test results, a graph (Fig. 3) of gold recovery dependence on the concentrate yield of the first and the second stages was built. Additionally, the enrichment efficiency curve is plotted on the graph, built according to the calculation of the Hancock criterion.

The graph shows that a significant amount of gold (65–70 %) is extracted with a concentrate yield of 0,5–1 %. Further, with an increase in the yield of the concentrate to 3,17 %, the growth of the efficiency curve slows down. At this stage, gold is extracted in intergrowths with rock and sulfides.

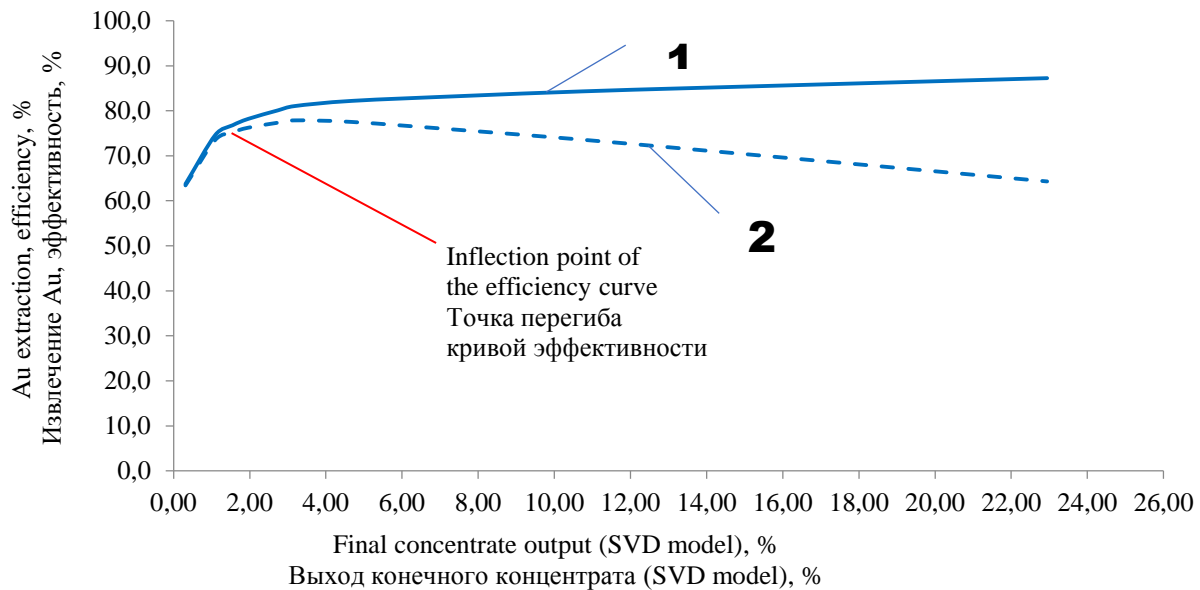


Fig. 3. Dependence of gold recovery efficiency on the yield of KC-CVD concentrate: 1 – Au recovery, %; 2 – efficiency, %

Рис. 3. Зависимость эффективности извлечения золота от выхода концентрата KC-CVD: 1 – извлечение золота, %; 2 – эффективность, %

With an increase in the concentrate yield over 3,17 %, the enrichment efficiency begins to decline. At this stage, gold recovery occurs with significant dilution of the concentrate by waste rock. The inflection point of the efficiency curve is the point that determines the minimum required concentrate yield. In this case, the yield of the total gravity concentrate must be at least 3,17 %, including the yield of CVD concentrate after finishing is 2,86 %. At a given yield of 3,17 % of the total concentrate (KC-MD and KC-CVD), the gold content in it will be 303,71 g/t with 81,04 % recovery, and the gold content in the tailings will be 2,33 g/t.

The test results showed that, with a high yield of KC-CVD concentrate (maximum – 22,63 %), gold recovery into the total gravity concentrate is high and amounts to 87,25 %. However, the content in the tailings remains significant – 1,97 g/t. After finishing the concentrate, the gold recovery decreases to 81,04 %, and, accordingly, the content in the tailings increases to 2,33 g/t. Consequently, the use of the KC-CVD concentrator at the second stage of concentration does not ensure the completeness of gold recovery. The potential for CVD can be determined after comparison with other alternative enrichment methods. In this connection, further studies on ore dressing by flotation methods have been initiated.

Investigation of the deposit ore dressability
 by flotation methods

Based on the test results, the following conclusions were made:

- the results of the balance calculation of the gold content in the original ore for each experiment showed a significant scatter in the value of this parameter (within 9,63–11,79 g/t). At the same time, gold extraction into the flotation concentrate of the main operation randomly fluctuated in the range of 64,14–70,95 % without any connection with the size of ore grinding, which did not allow establishing the optimal value of this parameter;
- the overall level of gold recovery into the flotation concentrate in the experiments remained at a relatively low level (64,14–70,95) %, which indicated an insufficiently high efficiency of flotation on the initial ore. This circumstance, most likely, is again explained by the presence of large free gold in the ore, which, due to the large mass of particles, cannot go into the foam product and remains in the chamber flotation product. Obviously, for the ore of the technological sample of the deposit, a combined enrichment scheme, including gravity processes for capturing free gold, will be more promising, and flotation to recover fine

free gold and gold associated with sulfide minerals. In relation to the above problems, it was decided to stop prospecting experiments on the original ore and continue research on flotation on gravity tailings [31].

Determination of the optimal size for grinding gravity tailings
 The graph of the concentration efficiency dependence on the grinding size of gravity tailings before flotation is shown in Fig. 4.

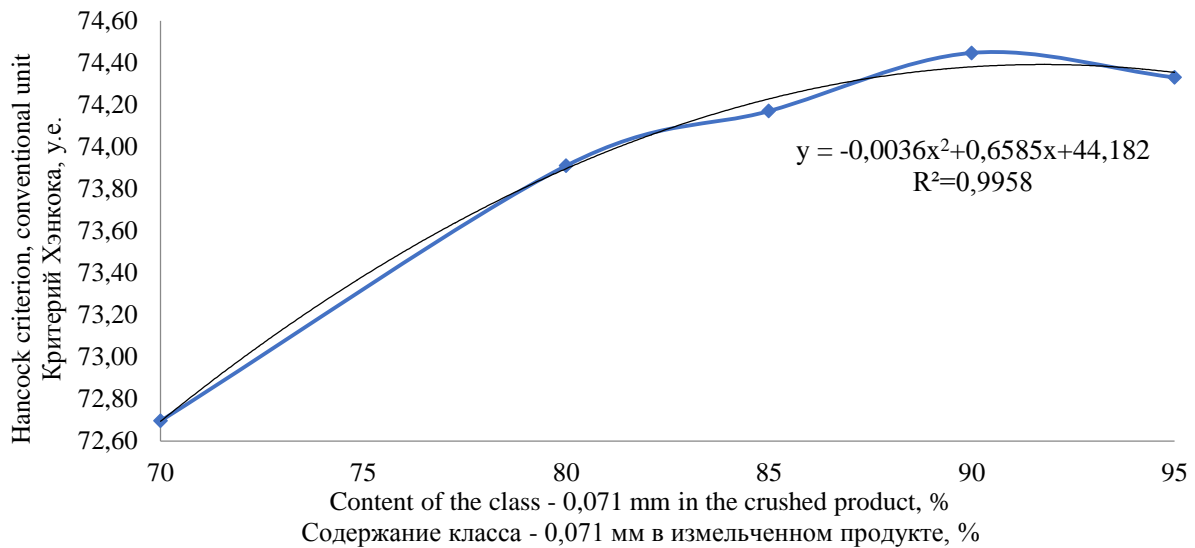


Fig. 4. Dependence of the beneficiation efficiency on the size of crushing of gravity tailings before flotation

Рис. 4. Зависимость эффективности обогащения от крупности дробления хвостов гравитации перед флотацией

It was found that the enrichment efficiency indicator increases to the size of ore grinding of 90 % size of –0,071 mm and then begins to decrease. Consequently, when the size of grinding of gravity tailings is greater than 90 % size of –0,071 mm, the fineness of ore grinding no longer contributes to the improvement of the concentration indicators. The recovery of gold into concentrate remains at approximately the same level. The gold content in tailings for a grinding size of 90 and 95 % size of –0,071 mm is practically the same (0,71 and 0,70 g/t). Therefore, the size of crushing of gravity tailings equal to 90 % size of –0,071 mm was taken as optimal for flotation.

Investigation of the kinetics of flotation

Based on the results of the tests on the study of the kinetics of flotation, the following conclusions were made:

1. Pine oil has the lowest flow rate for flotation. Normal foaming is ensured at a flow rate of 60 g/t (main + control operation). Reagents T-66 and T-80 require a flow rate of 100 g/t for the normal operation of the process.
2. When using oxal T-66, the concentrate yield decreases from 11,1 to 9,30 %, and with the concentration efficiency equal to that of pine oil, the extraction of gold into the flotation concentrate decreases.
3. The use of oxal T-80, which is close in foaming properties to T-92, allows one to obtain enrichment results as in pine oil and even slightly exceed them. Therefore, further experiments were performed using this reagent.

To determine the optimal flotation time for operations, two groups of tests were set to study the kinetics of the main, control and cleaning operations. In all tests, a fractional survey of concentrates was carried out, and the

gold content was determined in each fraction. The tests were carried out on the optimal reagent mode with the ore grinding size 90 % size of –0,071 mm: butyl xanthate (PBX)=150+75 g/t, T-80=60+40 g/t, the pH value of the pulp is equal to the natural one (7,64).

Analysis of the results obtained made it possible to determine the optimal flotation time for operations, taking into account the following features:

1. The optimal time for the main operation is 6 minutes. In subsequent operations (7–9 and 10–12 minutes), the gold content decreases sharply, the increase in recovery becomes insignificant and does not exceed 1–1,5 %.
2. It is advisable to take the control flotation time equal to 18–20 minutes (6 minutes from the main flotation + 13 minutes from the control flotation).
3. It is advisable to take the time of the first cleaning operation equal to 4–6 minutes. An increase in this time will lead to dilution of the concentrate with a slight increase in gold recovery.
4. The high gold content in the first fraction of the cleaning operation, which is almost three times higher than the average content in this concentrate, indicates the advisability of including the second cleaning operation in the flotation scheme. Similar results were obtained in work [32]. The authors of this article also proposed an additional stage of flotation processing for maximum gold recovery.

Open experiments on flotation of gravity separation tailings at different pulp densities

A decrease in the content of solids in the pulp to 20 % leads to a decrease in the yield of the concentrate and a drop in gold extraction into it. At 20 % solids, gold re-

covery in the total flotation concentrate was 83,29 %, which is 4,27 % less than at 27 % solids. Consequently, a decrease in the pulp density from the optimal value adversely affects the results of flotation. An increase in the pulp density above the optimal value has a less significant effect, leading only to the dilution of the concentrate with waste rock.

Open experience of flotation of gravity separation tailings according to the complete scheme

The test showed that a concentrate with a gold content of 129 g/t at a yield of 2,50 % can be obtained from the gravity tailings after the second cleanup. The total recovery of gold in flotation products was 87,65 % with a yield of 12,5 %. The gold content in the tailings of the control flotation was 0,60 g/t. These results can be considered as satisfactory, and in the selected mode it is advisable to set up a closed experiment to establish the ore concentration indices according to the gravity-flotation scheme (Fig. 5).

Closed experiment on gravity-flotation concentration of the original ore at the natural pH of the pulp

As a result of enrichment, the following products were obtained:

- 1) gravity concentrate with a gold content of 2426 g/t with an output of 0,31 % and an extraction of 64,06 %;
- 2) flotation concentrate (after the II cleaning) with a gold content of 122 g/t with an output of 2,90 % and an extraction of 30,01 %.

The total gold recovery in the gravity-flotation concentrate is 94,07 % with a yield of 3,21 % and Au content

of 345,87 g/t. The gold content in the flotation tailings was 0,72 g/t.

Based on the data obtained as a result of studying the granulometric composition of the beneficiation products, it was found that gold extraction from the ore increases with a decrease in the size of the ore fractions. The lowest gold content in the tailings and the highest in the concentrate is noted in the $-0,045 + 0$ mm fraction. As the size of the tailings fractions increases, the gold content increases, and the content in the flotation concentrate fractions decreases.

To test the effect of pulp alkalinity on the concentration of the original ore according to the gravity-flotation scheme, a closed experiment was set up, in which flotation was performed with the addition of a small amount of sulfuric acid to activate gold-bearing pyrite. In this case, the pH of the pulp decreased from 7,64 (natural value) to 7,06.

This experiment has shown that carrying out flotation with the addition of sulfuric acid (in comparison with the experiment without it) led to an increase in the yield of the flotation concentrate from 2,90 to 3,61 %, i. e. by 24,5 % (relative). At the same time, gold extraction into the flotation concentrate increased from 30,01 to 30,22 % (by 0,7 % relative). Consequently, carrying out flotation with the addition of acid almost does not increase gold recovery, but at the same time leads to a significant dilution of the flotation concentrate and a decrease in the gold content in it, and can also lead to an increase in the tailings hazard category. Therefore, the addition of sulfuric acid during the flotation of the ore of the deposit was recognized as inexpedient.

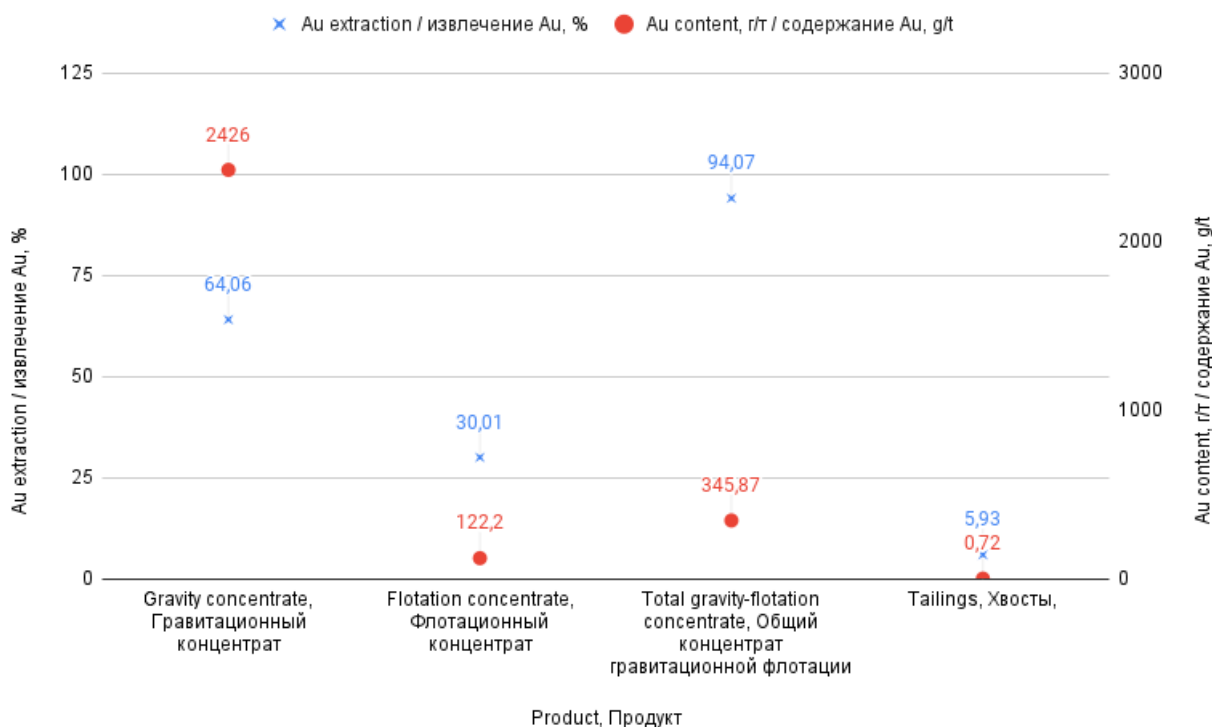


Fig. 5. Results of ore dressing according to gravity-flotation scheme (closed experiment, natural value of pulp pH)

Рис. 5. Результаты обогащения руды по гравитационно-флотационной схеме (закрытый опыт, естественное значение pH пульпы)

As in the previous experiment, the granulometric composition of the enrichment products shows that the ore fraction with a size of $-0,045 +0$ mm is best enriched. In this class, the minimum gold content in the tailings (0,46 g / t) and the maximum (111 g / t) in the flotation concentrate are noted.

Conclusion

As a result of a complex of studies, tests were carried out on gravity and flotation enrichment of gold-bearing ore: GRG test, stage test, modeling of gold in the grinding cycle was carried out, the optimal size of grinding of the initial ore and gravity tailings was established to define the technological parameters of flotation enrichment, studies on the kinetics of flotation, as well as experiments on ore enrichment according to the full scheme. As a result of the experiment, the feasibility of using the proposed gravity-flotation

technological scheme was established and the following technological enrichment indicators were obtained: gravity concentrate with a gold content of 2426 g/t with a yield of 0,31 % and recovery of 64,06 %; flotation concentrate with a gold content of 122 g/t with a yield of 2,90 % and recovery of 33,01 %; total gold recovery in the gravity-flotation concentrate was 94,07 % with a yield of 3,21 % and Au content of 345,87 g/t; gold content in the flotation tailings was 0,72 g/t.

The data obtained and the proposed research methodology can be used to study the concentration of similar ores of various deposits. The proposed research methodology, taking into account the knowledge of the qualitative and quantitative characteristics of the ore, can significantly reduce the time of research by reducing the number of experiments.

REFERENCES

1. Abdykirova G.Zh., Kenzhaliev B.K., Koizhanova A.K., Magomedov D.R. Issledovanie obogatimosti malosulfidnoy zolotokvartsevoy rudy [Low-sulfide gold-quartz ore concentration potential study]. *Obogashchenie Rud*, 2020, no. 1, pp. 14–18. In Rus. DOI: 10.17580/or.2020.03.03
2. Pelikh V.V., Salov V.M., Burdonov A.E., Lukyanov N.D. Primenenie Knelson CVD-tehnologii dlya obogashcheniya zoloto-svintsovoy rudy [Application of Knelson CVD technology for beneficiation of gold-lead ore]. *Obogashchenie Rud*, 2019, no. 1, pp. 3–11. In Rus. DOI:10.17580/or.2019.01.01.
3. Fedotov P.K., Senchenko A.K., Fedotov K.V., Burdonov A.E. Issledovaniya obogatimosti sulfidnykh i oksislennykh rud zolotorudnykh mestorozhdeniy Aldanskogo shchita [Studies of enrichment of sulfide and oxidized ores of gold deposits of the Aldan shield]. *J. Min. Inst.*, 2020, no. 242, pp. 18–27. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.218
4. Algebraistova N.K., Samorodskiy P.N., Kolotushkin D.M., Propoyev I.V. Tekhnologiya izvlecheniya zolota iz zolotosoderzhashchego tekhnogenogo syrya [Technology of gold recovery from gold-bearing technogenic raw materials]. *Obogashchenie Rud*, 2018, no. 1, pp. 33–37. DOI 10.17580/or.2018.01.06
5. Qin H., Guo X., Tian Q., Zhang, L. Pyrite enhanced chlorination roasting and its efficacy in gold and silver recovery from gold tailing. *Separation and Purification Technology*, 2020, vol. 250, no. 117168. DOI: 10.1016/j.seppur.2020.117168
6. Cho K. Recovery of gold from the refractory gold concentrate using microwave assisted leaching. *Metals*, 2020, no. 10. DOI: 10.3390/met10050571
7. Santos N.T.D.G., Moraes L.F., Da Silva M.G.C., Vieira M.G.A. Recovery of gold through adsorption onto sericin and alginate particles chemically crosslinked by proanthocyanidins. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 253, no. 119925. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.119925
8. Umarova I.K., Matkarimov S.T., Makhmarezhbov D.B. Razrabotka tekhnologii flotatsionnogo obogashcheniya zolotosoderzhashchikh rud mestorozhdeniya Amantaytau [Development of a flotation technology for gold-bearing ores of the amantaytau deposit]. *Obogashchenie Rud*, 2020, no. 2, pp. 29–33. In Rus. DOI 10.17580/or.2020.02.05
9. Bulatovic S.M. Flotation behaviour of gold during processing of porphyry copper-gold ores and refractory gold-bearing sulphides. *Miner. Eng*, 1997, no. 10, pp. 895–908.
10. De Carvalho L.C., Da Silva S.R., Neto Giardini R.M., De Souza L.F.C., Leao V.A. Bio-oxidation of refractory gold ores containing stibnite and gudmundite. *Environ. Technol. Innov.*, 2019, no. 100390, pp. 15. DOI 10.1016/j.eti.2019.100390
11. Bidari E., Aghazadeh V. Alkaline leaching pretreatment and cyanidation of arsenical gold ore from the Carlin-type Zarshuran deposit. *Can. Metall.*, 2018, no. 57, pp. 283–293. DOI: 10.1080/00084433.2018.1444931
12. Huang Z.-J., Sun W., Gao Z.-Y. Effects of grinding on mineral surface properties and flotation behaviors. *Zhongguo Youse Jinchu Xuebao/Chinese Journal of Nonferrous Metals*, 2019, no. 29, pp. 2671–2680. DOI: 10.19476/j.jsxb.1004.0609.2019.11.24
13. Duchnowska M., Bakalarz A. Influence of feed particle size on upgrading selectivity of scavenger stage of industrial copper ore flotation. *Minerals and Metallurgical Processing*, 2015, no. 32, pp. 215–221. DOI 10.1007/bf03402478
14. Acarkan N. The effect of collector's type on gold and silver flotation in a complex ore. *Separation Science and Technology*, 2010, no. 46, pp. 283–289. DOI: 10.1080/01496395.2010.512029
15. Chen Q. Research and application of a Knelson concentrator: a review. *Minerals Engineering*, 2020, vol. 152, no. 106339. DOI: 10.1016/j.mineng.2020.106339
16. Chen Q., Yang H.-Y., Tong L.-L. Processing a gold ore from Hainan Province using Knelson gravity concentration-flotation. *Dongbei Daxue Xuebao/Journal of Northeastern University*, 2020, no. 41, pp. 413–417. DOI: 10.12068/j.issn.1005-3026.2020.03.020
17. Kurkov A.V., Solozhenkin P.M., Shcherbakova S.N. Kompleksnaya pererabotka zolotosurmyanykh rud mestorozhdeniya Kyuchus, Respublika Sakha (Yakutiya) [Integrated processing of the gold-antimony ores of kyuchus deposit (Sakha republic (Yakutia, Russia))]. *Tsvetnye Metally*, 2013, no. 4, pp. 18–22. In Rus.
18. Gul A., Kangal O., Sirkeci A.A., Onal G. Beneficiation of the gold bearing ore by gravity and flotation. *Int. J. Miner. Metall. Mater.*, 2012, no. 19, pp. 106–110. DOI: 10.1007/s12613-012-0523-4
19. Fedotov P.K., Senchenko A.E., Fedotov K.V., Burdonov A.E. Issledovanie obogatimosti polimetallicheskoj rudy mestorozhdeniya Zabayskogo kraya [Dressability study for polymetallic ore deposits of the Zabaikalye territory]. *Obogashchenie Rud*, 2019, no. 3, pp. 3–9. In Rus. DOI: 10.17580/or.2019.03.01
20. Kolomoets A.V., Pantelev V.S., Kutuyeva N.R., Mumenov A.B., Yakshigulov D.F. Geology and gold mineralization of lower carboniferous deposits of the Kommercheskoe deposit (Kumak ore field). *Springer Geology*, 2021, vol. 2, pp. 163–167. DOI: 10.1007/978-3-030-53521-6_19.
21. Fedotov P.K., Senchenko A.E., Fedotov K.V., Burdonov A.E. Integrated technology for processing gold-bearing ore. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series, D*, 2021, vol. 102 (2), pp. 397–411. DOI: 10.1007/s40033-021-00291-0.
22. Laplante A.R., Spiller D.E. Bench-scale and pilot plant test work for gravity concentration circuit design. *Proceedings Mineral Processing Plant Design, Practice and Control*, 2002, vol. 1, pp. 160–175.
23. Dominy S.C., Murphy B., Gray A.H. Characterisation of gravity amenable gold ores – sample representivity and determination methods. *GeoMet 2011 – 1st AusIMM International Geometallurgy Conference*. Melbourne, Australia, 2011. pp. 281–292.
24. Surimbaev B.N., Channels E.S., Bolotova L.S., Shalgymbaev S.T. Estimation of the gravitational concentration of gold ore – GRG. *Mining sciences and technologies*, 2020, vol. 5, no. 2, pp. 92–103. In Rus. DOI: 10.17073/2500-0632-2020-2-92-103
25. Pelikh V.V., Salov V.M., Burdonov A.E., Lukyanov N.D. Establishment of technological dependence of KC-CVD6 concentrator

- operation by means of the argument group accounting method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 139–150. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2500
26. Manca P.P., Massacci G., Pintus D., Sogos G. The flotation of sphalerite mine tailings as a remediation method. *Minerals Engineering*, 2021, vol. 165, no. 106862.
27. Fedotov P.K., Senchenko A.E., Fedotov K.V., Burdonov A.E. Analysis of industrial studies of gold ores of a Chukotka deposit. *Obogashchenie Rud*, 2018, no. 2, pp. 23–29. In Rus. DOI: 10.17580/or.2018.02.05.
28. Dominy S.C., O'Connor L., Glass H.J., Xie Y. Geometallurgical study of a gravity recoverable gold orebody. *Minerals*, 2018, vol. 8, no. 185.
29. Dominy S.C. Effects of sample mass on gravity recoverable gold test results in low-grade ores. *Transactions of the Institutions of Mining and Metallurgy, Section B: Applied Earth Science*, 2014, no 123, pp. 234–242.
30. Kozlov A.P., Matveeva T.N., Chanturiya V.A., Tolstykh N.D., Fedotov K.V. Development of flowcharts for recovery of platinum from dunites of Platinum belt of Urals. *Obogashchenie Rud*, 2013, no. 5, pp. 8–16. In Rus. DOI:10.17580/or.2013.05.02.
31. Han S. Diagnosis and optimization of gold ore flotation circuit via linear circuit analysis and mass balance simulation. *Minerals*, 2021, vol. 11, no. 1065.
32. Lee S., Gibson C.E., Ghahreman A. Flotation of carbonaceous matter from a double refractory gold ore: the effect of MIBC on flotation performance and kinetics. *Minerals*, 2021, vol. 11, no. 1021.

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Pavel K. Fedotov, Dr. Sc., professor, Irkutsk National Research Technical University.

Arkady E. Senchenko, general director, Institute «Technology of mineral raw materials dressing».

Konstantin V. Fedotov, Dr. Sc., professor, head of the department of Mineral Processing and Environmental Protection. S.B. Leonova, Irkutsk National Research Technical University.

Alexander E. Burdonov, Cand. Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

Vera V. Vlasova, Cand. Sc., associate professor, S.B. Leonov Irkutsk National Research Technical University.

УДК 622.7

ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ МАЛОСУЛЬФИДНОЙ ЗОЛОТО-КВАРЦЕВОЙ РУДЫ

Федотов Павел Константинович¹,
fedotov@istu.edu

Сенченко Аркадий Евгеньевич²,
senchenko@tomsgroup.ru

Федотов Константин Вадимович¹,
fedotov@istu.edu

Бурдонов Александр Евгеньевич¹,
slimbul@inbox.ru

Власова Вера Викторовна¹,
vlaver@istu.edu

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

² Институт «Технология обогащения минерального сырья»,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83а.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью получения новых знаний об обогатимости золотосодержащих руд и необходимостью развития ресурсной базы Российской Федерации, а именно вовлечения объектов недропользования в хозяйственный оборот.

Цель: исследование по переработке малосульфидной золото-кварцевой руды с применением комплексной технологии обогащения минерального сырья.

Объект: золотосодержащая руда со средним содержанием золота 11,88 г/т. Содержание серебра незначительное – 2,43 г/т. Основными рудными минералами в образце являются пирит и пирротин. Среднее содержание этих минералов в руде, по данным минералогического и рентгеноструктурного анализа, составило около 6 % (суммарно). Основными породообразующими минералами исходной руды являются: кварц – 60,1 %; кварц-хлорит-слодяные агрегаты – 3,8 %; карбонаты – 7,1 %.

Методы. Методология исследования базировалась на теоретических основах обогащения полезных ископаемых. Изучение вещественного состава руды и продуктов обогащения было выполнено с использованием химического, пробирного, термического, спектрометрического методов, а также атомно-эмиссионной спектрометрии и других методов. Изучение обогатимости проводили методами гравитационного и флотационного обогащения, а именно: GRG тест, стадийный тест института ТОМС (Россия) (определение оптимальной крупности измельчения руды и количества стадий обогащения), моделирование извлечения золота в цикле измельчения, определение оптимальной степени помола, исследование выбора флотационных реагентов, исследование кинетики процесса и проведение комплекса технологических исследований.

Результаты. Установлено, что извлечение золота при проведении GRG-теста составило 72,75 % при выходе общего концентрата 1,34 % и его содержании 664,78 г/т. При этом содержание золота в хвостах составило 3,29 г/т. Стадийные испытания показали, что при переработке руд только гравитационным способом целесообразно использовать двухстадийную схему. Первая стадия находится в цикле измельчения при крупности руды 60–70 % и вторая стадия – при конечной крупности насыпи классификации 90 % класса –0,071 мм. Центробежная сепарация как свободная операция извлечения золота в цикле измельчения работает эффективно. Получен концентрат с содержанием золота 2426 г/т с выходом 0,31 % и извлечением 63,74 %. Обогащение дробленых до 90 % хвостов первой очереди класса –0,071 мм на обогатительной фабрике KC-CVD (моделирование) позволило извлечь золото в общий гравиконоцентрат (KC-MD+KC-CVD) 87,25 % при содержании выхода фугата 22,63 %. Содержание золота в хвостах составило 1,97 г/т. Результаты гравитационно-флотационного обогащения исходной руды свидетельствуют о целесообразности использования комбинированной гравитационно-флотационной технологической схемы. В закрытом опыте первичного обогащения руды по гравитационно-флотационной схеме при естественном pH пульпы (без добавления кислоты) были получены следующие продукты: гравиконоцентрат с содержанием золота 2426 г/т при выходе 0,31 % и извлечении 64,06 %; флокоцентрат (после II очистки) с содержанием золота 122 г/т с выходом 2,90 % и извлечением 33,01 %; общее извлечение золота в гравифлотационный концентрат составило 94,07 % при выходе 3,21 % и содержании Au 345,87 г/т, содержание золота в хвостах флотации 0,72 г/т.

Ключевые слова:

Золото, обогащение, технологические исследования, флотация, гравитация, моделирование, концентрат, хвосты, извлечение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Исследование обогатимости малосульфидной золото-кварцевой руды / Г.Ж. Абдыкирова, Б.К. Кенжалиев, А.К. Койжанова, Д.Р. Магомедов // Обогащение Руд. – 2020. – № 3. – С. 14–18. DOI: 10.17580/or.2020.03.03
2. Применение технологии Knelson CVD для обогащения золото-свинцовых руд / В.В. Пелих, В.М. Салов, А.Е. Бурдонов, Н.Д. Лукьянов // Обогащение руд. – 2019. – № 1. – С. 3–11. DOI: 10.17580/or.2019.01.01.
3. Исследования обогащения сульфидных и окисленных руд золоторудных месторождений Алданского щита / П.К. Федотов, А.К. Сенченко, К.В. Федотов, А.Е. Бурдонов // Записки горного института. – 2020. – № 242. – С. 18–27.
4. Технология извлечения золота из золотосодержащего технологического сырья / Н.К. Алгебраистова, Г.Н. Самородский,

- Д.М. Колотушкин, И.В. Прокопьев // Обогащение руд. – 2018. – № 1. – С. 33–37. DOI: 10.17580/or.2018.01.06
5. Qin H., Guo X., Tian Q., Zhang L. Pyrite enhanced chlorination roasting and its efficacy in gold and silver recovery from gold tailing // Separation and Purification Technology. – 2020. – № 250. – 117168. DOI: 10.1016/j.seppur.2020.117168
 6. Cho K. Recovery of gold from the refractory gold concentrate using microwave assisted leaching // Metals. – 2020. – № 10. URL: <https://doi.org/10.3390/met10050571> (дата обращения 15.02.2022).
 7. Recovery of gold through adsorption onto sericin and alginate particles chemically crosslinked by proanthocyanidins // Journal of Cleaner Production. – 2020. – № 253. – 119925.
 8. Умарова И.К., Маткаримов С.Т., Махмарезабов Д.Б. Разработка технологии флотационного обогащения золотосодержащих руд месторождения Амантайтау // Обогащение руд. – 2020. – № 2. – С. 29–33. DOI: 10.17580/or.2020.02.05/
 9. Bulatovic S.M. Flotation behaviour of gold during processing of porphyry copper-gold ores and refractory gold-bearing sulphides // Miner. Eng. – 1997. – № 10. – P. 895–908.
 10. Bio-oxidation of refractory gold ores containing stibnite and gudmundite / de Carvalho L.C., da Silva S.R., Neto Giardini R.M., de Souza L.F.C., Leao V.A. // Environ. Technol. Innov. – 2019. – № 100390.
 11. Bidari E., Aghazadeh V. Alkaline leaching pretreatment and cyanidation of arsenical gold ore from the Carlin-type Zarshuran deposit // Can. Metall. – 2018. – № 57. – P. 283–293.
 12. Huang Z.-J., Sun W., Gao Z.-Y. Effects of grinding on mineral surface properties and flotation behaviors // Zhongguo Youse Jinshu Xuebao/Chinese Journal of Nonferrous Metals. – 2019. – № 29. – P. 2671–2680.
 13. Duchnowska M., Bakalarz A. Influence of feed particle size on upgrading selectivity of scavenger stage of industrial copper ore flotation // Minerals and Metallurgical Processing. – 2015. – № 32. – P. 215–221.
 14. Acarkan N. The effect of collector's type on gold and silver flotation in a complex ore // Separation Science and Technology. – 2010. – № 46. – P. 283–289.
 15. Chen Q. et al. Research and application of a Knelson concentrator: a review // Minerals Engineering. – 2020. – № 152. – 106339.
 16. Chen Q., Yang H.-Y., Tong L.-L. Processing a gold ore from Hainan Province using Knelson gravity concentration-flotation // Dongbei Daxue Xuebao/Journal of Northeastern University. – 2020. – № 41. – P. 413–417.
 17. Курков А.В., Соложенкин П.М., Щербакова С.Н. Комплексная переработка золото-сурьмяных руд месторождения Кючус (республика Саха (Якутия, Россия)) // Цветные Металлы. – 2013. – № 4. – С. 18–22.
 18. Beneficiation of the gold bearing ore by gravity and flotation / A. Gul, O. Kangal, A.A. Sirkeci, G. Onal // Int. J. Miner. Metall. Mater. – 2012. – № 19. – P. 106–110.
 19. Изучение обогатимости месторождений полиметаллических руд Забайкальского края / П.К. Федотов, А.Е. Сенченко, К.В. Федотов, А.Е. Бурдонов // Обогащение руд. – 2019. – № 3. – С. 3–9.
 20. Geology and gold mineralization of lower carboniferous deposits of the Kommercheskoe deposit (Kumak ore field) / A.V. Kolomoets, V.S. Pantelev, N.R. Kutuyeva, A.B. Mumenov, D.F. Yakshigulov // Springer Geology. – 2021. – № 2. – P. 163–167. DOI: 10.1007/978-3-030-53521-6_19.
 21. Integrated technology for processing gold-bearing ore / P.K. Fedotov, A.E. Senchenko, K.V. Fedotov, A.E. Burdonov // Journal of The Institution of Engineers (India): Series, D. – 2021. – № 102 (2). – P. 397–411. DOI: 10.1007/s40033-021-00291-0.
 22. Laplante A.R., Spiller D.E. Bench-scale and pilot plant test work for gravity concentration circuit design // Proceedings Mineral Processing Plant Design, Practice and Control. – 2002. – № 1. – P. 160–175.
 23. Dominy S.C., Murphy B., Gray A.H. Characterisation of gravity amenable gold ores – sample representivity and determination methods // GeoMet 2011 – 1st AusIMM International Geometallurgy Conference. – Melbourne, Australia, 2011. – P. 281–292.
 24. Оценка гравитационной обогатимости золотосодержащей руды – GRG / Б.Н. Суримбаев, Е.С. Каналы, Л.С. Болотова, С.Т. Шалгымбаев // Горные науки и технологии. – 2020. – Т. 5. – № 2. – С. 92–103. DOI: 10.17073/2500-0632-2020-2-92-103
 25. Установление технологических зависимостей работы концентратора KC-CVD6 с помощью метода группового учета аргументов / В.В. Пелих, В.М. Салов, А.Е. Бурдонов, Н.Д. Лукьянов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 139–150.
 26. The flotation of sphalerite mine tailings as a remediation method / P.P. Manca, G. Massacci, D. Pintus, G. Sogos // Minerals Engineering. – 2021. – № 165. – 106862.
 27. Анализ промышленных исследований золотых руд Чукотского месторождения / П.К. Федотов, А.Е. Сенченко, К.В. Федотов, А.Е. Бурдонов // Обогащение руд. – 2018. – № 2. – С. 23–29. DOI: 10.17580/or.2018.02.05.
 28. Geometallurgical study of a gravity recoverable gold orebody / S.C. Dominy, L. O'Connor, H.J. Glass, Y. Xie // Minerals. – 2018. – № 8 (5). – P. 185.
 29. Dominy S. C. Effects of sample mass on gravity recoverable gold test results in low-grade ores // Transactions of the Institutions of Mining and Metallurgy, Section B: Applied Earth Science. – 2014. – № 123. – P. 234–242.
 30. Разработка технологических схем извлечения платины из дунитов платинового пояса Урала / А.П. Козлов, Т.Н. Матвеева, В.А. Чантурия, Н.Д. Толстых, К.В. Федотов // Обогащение руд. – 2013. – № 5. – С. 8–16. DOI: 10.17580/or.2013.05.02.
 31. Han S. et al. Diagnosis and optimization of gold ore flotation circuit via linear circuit analysis and mass balance simulation // Minerals. – 2021. – № 11. – 1065.
 32. Lee S., Gibson C.E., Ghahreman A. Flotation of carbonaceous matter from a double refractory gold ore: the effect of MIBC on flotation performance and kinetics // Minerals. – 2021. – № 11. – 1021.

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Федотов П.К., профессор, доктор технических наук, профессор кафедры обогащения полезных ископаемых и охраны окружающей среды, Иркутский национальный исследовательский технический университет С.Б. Леонова. **Сенченко А.Е.**, генеральный директор НИИ «Технология обогащения минерального сырья».

Федотов К.В., профессор, доктор технических наук, заведующий кафедрой переработки полезных ископаемых и охраны окружающей среды, Иркутский национальный исследовательский технический университет С.Б. Леонова.

Бурдонов А.Е., доцент, кандидат технических наук, доцент кафедры обогащения полезных ископаемых и охраны окружающей среды, Иркутский национальный исследовательский технический университет С.Б. Леонова.

Власова В.В., доцент, кандидат технических наук, доцент кафедры обогащения полезных ископаемых и охраны окружающей среды, Иркутский национальный исследовательский технический университет С.Б. Леонова.

УДК 550.424

МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В РЕЧНЫХ ВОДАХ ГОРНО-ЛЕСНЫХ БАССЕЙНОВ (ЮГ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА РОССИИ)

Кожевникова Надежда Константиновна¹,
nkozhevnikova@biosoil.ru

Болдескул Анна Геннадьевна²,
boldeskul@tigdvo.ru

Луценко Татьяна Николаевна²,
luts@tigdvo.ru

Шамов Владимир Владимирович²,
vlshamov@yandex.ru

Еловский Евгений Васильевич³,
matri@list.ru

Касуров Дмитрий Алексеевич⁴,
dkasurov@mail.ru

¹ Федеральный научный центр Биоразнообразия ДВО РАН,
Россия, 690022, г. Владивосток, пр. 100-летия Владивостока, 159.

² Тихоокеанский институт географии ДВО РАН,
Россия, 690041, г. Владивосток, ул. Радио, 7.

³ Дальневосточный геологический институт ДВО РАН,
Россия, 690022, г. Владивосток, пр. 100-летия Владивостока, 159.

⁴ Институт водных и экологических проблем СО РАН,
Россия, 656038, г. Барнаул, ул. Молодёжная, 1.

Актуальность: Изучение миграции растворенных химических элементов в составе речных вод в зоне их формирования в горно-лесных ландшафтах.

Цель: выявление диапазонов концентраций микроэлементов в водах фоновых рек начальной гидрологической сети, определение вероятных путей их геохимической миграции.

Объекты: река Правая Соколовка (система верховьев Уссури) и четыре ее притока.

Методы. Концентрации микроэлементов и редкоземельных элементов определялись методом ICP-MS на приборе Agilent 7700 x (Agilent Techn., США). Содержание главных анионов (Cl^- , SO_4^{2-} , NO_3^-) определялось на жидкостном хроматографе Shimadzu LC 10Avr, главных катионов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+) – на атомно-абсорбционном спектрометре Shimadzu AA 6800; растворенного органического углерода (POУ) – с помощью TOC-анализатора (Shimadzu TOC-VCPN). При обработке количественных данных использовали статистические методы анализа.

Результаты. Комплексные гидрохимические исследования на пяти модельных водосборах, расположенных в среднегорном поясе Южного Сихотэ-Алиня, проведены в теплый период 2012, 2019 и 2020 гг. В пробах речной воды были определены основные компоненты химического состава, содержание «растворенных», а по существу суммы растворенных и коллоидных форм (фракция <0,45 мкм) микроэлементов. Анализ более 80 проб позволил оценить пространственно-временную вариабельность измеренных концентраций микроэлементов и установить вероятные факторы, способствующие их переносу в пределах малых водосборов с различной ландшафтной структурой. Сравнение полученных средних концентраций микроэлементов с соответствующими величинами условно чистых рек Сихотэ-Алинской горной области и мировым стоком показало сходный уровень их содержания. В целях установления совместно мигрирующих элементов и возможных компонентов, контролирующих поступление микроэлементов в речные воды, был проведен сопряженный корреляционный анализ массива данных их макрокомпонентного и микроэлементного состава. Установлено, что концентрации слабоподвижных (Al, Sc, Ga, Y, Zr, Hf, редкоземельных элементов), некоторых катионогенных (Fe, Mn, Co) и анионогенных (Se, V, Ge) микроэлементов в речных водах прямо связаны с содержанием растворенного органического углерода. Это предполагает как одновременную миграцию органического углерода и связанных с ним элементов с водосборной площади во время выпадения интенсивных дождей, так и нахождение некоторой доли элементов в составе комплексов с органическими компонентами. Предварительный анализ особенностей режима увлажнения и ландшафтной структуры водосборов выявил тенденции межгодовой изменчивости растворенных форм Fe и Al в водах рек, дренирующих водосборы с различной структурной организацией лесных экосистем. Показано, что распространение в бассейнах горно-таежных почв, сформированных под темнохвойными лесами, обуславливает наименьшую сезонную и межгодовую изменчивость «растворенных» форм типоморфных элементов, а также их более стабильную связь с органическим углеродом. В случае доминирования в бассейнах хвойно-лиственных экосистем сезонная и межгодовая изменчивость содержания «растворимых» форм Fe и Al, проходящих через фильтр 0,45 мкм, выражена наиболее контрастно. Концентрация Fe и Al во фракции <0,45 мкм обратно пропорциональна кислотности речных вод, вариабельность которой связана с процессами аккумуляции и вымывания органических веществ из почвы.

Ключевые слова:

Микроэлементы, редкоземельные элементы, макросостав, органические комплексы, ручей, Сихотэ-Алинь.

Введение

К настоящему времени появляется все больше свидетельств того, что качество воды, биоразнообразие и экологическое состояние больших рек зависят

от функций, обеспечиваемых водосборами небольших ручьев-притоков [1–3]. Натурные исследования, проводимые в пределах малых водосборов, используются для выяснения последствий того, как измене-

ния климата, землепользование, атмосферное загрязнение влияют на закономерности гидрологических и биогеохимических процессов в кратко- и долгосрочной перспективе [4, 5]. Реки первых порядков являются самыми многочисленными в речной сети. В бассейне верхнего течения р. Уссури доля рек длиной до 10 км составляет более 90 % от их общего количества [6]. Такая высокая плотность малых рек и ручьев предполагает, что ими поставляется большая часть воды и растворенных веществ в расположенные ниже по течению более крупные реки. Учитывая высокую густоту низкопорядковых рек, необходимо иметь некий объем информации о диапазонах макро- и микроэлементной нагрузки в их водах. Это позволит расширить базу данных по содержанию растворенных веществ в речных водах Приморского края, выяснить механизмы взаимодействия рек и дренируемых ими водосборов. Геохимия вод верховий рек тесно связана с компонентами ландшафта и интенсивностью происходящих в них биогеохимических процессов, природных и антропогенных воздействий на экосистемы. Объекты наших исследований расположены в континентальной части Приморского края, в пределах западного макросклона Сихотэ-Алинской горной области. Важнейшие особенности природы этого региона – контрастность и высокое биологическое разнообразие, связаны с его географическим положением на восточной окраине континента. Здесь ярко выражена высотная поясность растительного покрова: горно-тундровые сообщества сменяются пихтово-еловыми лесами (800–1300 м над ур. м); кедрово-широколиственные (300–800 м над ур. м) – долинными широколиственными лесами. Различные по возрасту и составу леса занимают более 80 % его площади, играют первостепенную роль в регулировании водного режима и оказывают существенное влияние на химический состав речных вод [6, 7]. На примере бассейна р. Правая Соколовка было наглядно продемонстрировано, что воды рядом протекающих ручьев различаются по минерализации, кислотности, по преобладающему аниону на уровне класса [7]. Основными факторами формирования химического состава речных вод являются геологическая структура водосбора, состав и интенсивность процессов выветривания горных пород. К косвенным факторам относят рельеф, тепловой и водный режимы, биопродукционные и деструкционные процессы в пределах водосборной площади, антропогенное воздействие [8]. Биотические механизмы формирования качества вод малых рек Сихотэ-Алиня довольно значимы, что обусловлено высокой степенью облесенности водосборов, разнообразием видовой и возрастной структуры лесной растительности. Одним из самых важных факторов в определении биотических функций водосборов является количество и качественный состав органического вещества [9]. Растворенные органические вещества, около ~80 % которых переходят в речную воду из почв, оказывают наибольшее влияние на миграцию растворенных соединений металлов [4, 9]. Актуальность настоящих исследований связана с необ-

ходимостью получения новых данных о миграции химических элементов из лесных экосистем в реки, расположенные в зоне формирования стока. В работе представлены результаты по содержанию микроэлементов в водах горных речных бассейнов с различной ландшафтной структурой. На данном этапе проводимый анализ позволил сформировать представление о концентрациях суммы растворенных и коллоидных форм микроэлементов (фракция <0,45 мкм) и диапазонах их вариабельности в водах фоновых рек начальной гидрологической сети, определить совместно мигрирующие элементы, предположить вероятные пути и возможные компоненты, контролирующие поступление микроэлементов в речные воды.

Объекты, материалы и методы исследования

Модельные водосборы расположены в бассейне р. Правая Соколовка (рис. 1), которая является притоком IV порядка верховьев р. Уссури. Гидрохимические створы были оборудованы в устьевых участках четырех притоков и на самой р. Правая Соколовка. Площадь водосбора р. Правая Соколовка в замыкающем створе составляет 26 км², сезонный гидрометрический пост на реке установлен в 2019 г. в 20 м ниже места впадения руч. Еловый. Ручьи II порядка (Березовый, Безымянный и Еловый) впадают в реку с левой стороны. Водосборы данных ручьев близки по площади (3–4 км²) и количеству воды, стекающей с единицы площади (8–10 л/с·км²). Ручей Медвежий Ключ (далее – Медвежий) является правосторонним притоком III порядка. Его водосборная площадь равна 7,7 км², средний модуль стока – около 9 л/с·км². Ландшафтная структура бассейна Правой Соколовки формируется природными комплексами, различающимися по геологическому строению [5, 7], положению в рельефе, растительности и почвенному покрову [10]. В геологическом отношении бассейн Правой Соколовки можно назвать достаточно сложным и неоднородным. До впадения руч. Безымянный бассейн слагают метаморфические породы основного состава триаса и юры. Ниже по течению преобладают породы меловых и триасовых вулканитов и субвулканитов кислого и среднего состава.

Бассейн закрыт горными хребтами, диапазон высот составляет 450–1100 м. Муссонный характер циркуляции атмосферы обуславливает теплый и влажный летне-осенний период. Средняя многолетняя температура за май–сентябрь составляет 11,8 °С, в виде дождя выпадает от 300 до 1000 мм. Количество осадков существенно варьирует от года к году, отклонения могут достигать 40–170 % сезонной нормы. Среднее количество осадков в исследуемом бассейне за май–сентябрь 1966–2020 гг. составило 520 мм. Анализ увлажненности бассейна в периоды отбора проб на микроэлементный анализ показал, что количество осадков в 2012 и 2019 гг. было ниже нормы на 7 и 30 % соответственно. С мая по сентябрь 2020 г. выпало 785 мм, что на 50 % выше среднеемноголетней для данного района величины.

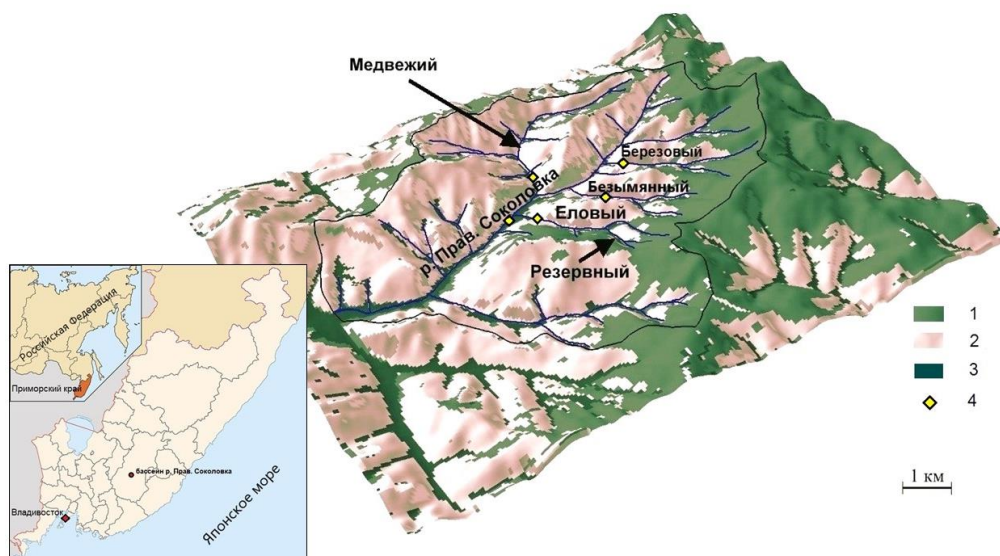


Рис. 1. Схема расположения модельных водосборов в бассейне р. Правая Соколовка. Цифрами обозначены: 1 – пояс пихтово-еловых лесов, 2 – пояс кедрово-широколиственных лесов, 3 – долинный лесной комплекс, 4 – гидрохимические створы

Fig. 1. Layout of research catchments in the Pravaya Sokolovka R. basin: 1 – dark-coniferous forest belt; 2 – Korean-pine-broadleaved forest belt; 3 – valley bottom forest; 4 – water sampling sites

Лесные ландшафты Правой Соколовки типичны для среднегорного пояса Южного Сихотэ-Алиня и представлены наиболее сохранившимися в регионе хвойно-широколиственными лесами. В бассейне выделяются три контрастных пояса лесной растительности: пихтово-еловые, кедрово-еловые и широколиственно-кедровые леса. Соотношение хвойных и лиственных пород в пределах всего бассейна р. Правая Соколовка составляет примерно 30:70. Почвенный покров относится к области дальневосточных горно-лесных почв и представлен типичными буроземами разной степени оподзоленности [10]. Почвы имеют ряд общих черт, но заметно отличаются по интенсивности разложения подстилок и, соответственно, относятся к разным типам круговорота веществ. Наиболее существенным различием между ними является содержание органического вещества и его качественный состав [9].

Особенности геоморфологического строения бассейнов ручьев Безымянный, Еловый и Березовый обуславливают их более неоднородное ландшафтное строение. На этих водосборах преобладают местообитания с доминированием хвойных в составе древостоев и хорошо выражен верхний пояс (выше 750 м над ур. м.) темнохвойных лесов (рис. 1). Сложная ландшафтная структура определяет разнообразный химический состав почвенных вод и динамику их поступления в устье рек.

Бассейн руч. Медвежий более однороден в ландшафтном и геологическом отношении, его рельеф сглажен и высоты более 800 м над ур. м. занимают незначительную площадь. Склоны ручья на 60 % покрыты вторичными лесами с развитым напочвенным покровом и подлеском. В среднем и нижнем течении ручья хорошо выражена пойма. В долине произрастают ясенево-ильмовые леса, под которыми формируются богатые органическим веществом почвы.

Гидрохимические пробы с одновременным измерением расхода воды отбирали в мае–сентябре 2012–2020 гг., на микроэлементный анализ – в 2012 и 2019–2020 гг. Чтобы обеспечить достаточную репрезентативность оценки средних концентраций, ежегодно отбиралось не менее 5 проб воды в различные фазы водного режима. В день отбора воду фильтровали через фильтры с размером пор 0,45 мкм. Это позволило определить концентрацию «растворенных», а по сути – сумму растворенных и коллоидных форм (<0,45 мкм) микроэлементов [11–13]. Посуда, фильтры и шприцы тщательно промывались в лабораторных условиях. Уровень возможного остаточного загрязнения проверяли с помощью «холостых» проб. Полученные фильтраты подкисляли азотной и плавиковой кислотами до 1 и 0,02 % (по объему). Содержание микроэлементов определяли методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой на спектрометре Agilent 7700 x (Agilent Techn., США) в центре коллективного пользования ДВГИ ДВО РАН. Анализ макрокомпонентов выполнялся в Центре ландшафтной экодиагностики и ГИС-технологий ТИГ ДВО РАН. Содержание главных анионов (Cl^- , SO_4^{2-} , NO_3^-) определялось на жидкостном хроматографе Shimadzu LC 10Avp, главных катионов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+) – на атомно-абсорбционном спектрометре Shimadzu AA 6800. Кремний определялся методом ICP-MS (прибор Agilent 7500cx), растворенный органический углерод (POУ) – с помощью ТОС-анализатора (Shimadzu TOC-VCPN).

При обработке массива данных использовали статистические методы анализа. Приведенные в работе средние значения и коэффициенты парной корреляции (R) значимы на уровне $p < 0,05$. В качестве средних концентраций микроэлементов в водах рек мира принимались значения, обобщенные в литературных

источниках [14, 15]. Различия между сравниваемыми концентрациями микроэлементов менее чем в 5 раз принимались незначительными.

Результаты исследования и обсуждение

Сток р. Правая Соколовка интегрирует в своем составе специфику формирования вод его притоков. Полученные для вод реки концентрации макро- и микросостава включены в общий массив анализируемых данных и представлены в табл. 1, 2. Более подробное обсуждение результатов исследований приводится для притоков реки.

Ранее нами было показано [5, 7], что основная часть воды попадает в исследуемые ручьи, протекая по неглубоко залегающей склоновой дренажной сети. Неоднородность геологического состава и структурная организация лесных биогеоценозов отражаются на химическом составе вод [16]. Воды левобережных притоков р. Правая Соколовка ультрапресные, от слабокислых до нейтральных, преимущественно гидрокарбонатно-сульфатные натриево-кальциевые с интервалом минерализации 19–44 мг/л (табл. 1). Минерализация правобережного руч. Медвежий в 2–3 раза выше, воды имеют реакцию среды от нейтральной до слабощелочной (табл. 1), в ионном составе увеличивается доля кальция и магния, щелочность возрастает в 1,5 раза. На этом фоне эквивалентное содержание

других ионов уменьшается, и химический состав вод определяется как гидрокарбонатный кальциево-магниевый. Гидрокарбонатно-кальциевый состав вод сохраняется в р. Правая Соколовка. Тренд превышения концентраций основных компонентов в руч. Медвежий и р. Правая Соколовка характерен и для содержания взвеси. Это в целом отражает как состав и возраст коренных пород, так и более интенсивно протекающие процессы современного выветривания в бассейнах. Почвенно-грунтовое питание этих рек в межень период также более устойчивое, чем в реках второго порядка. Содержание РОУ в водах исследуемых рек изменяется в диапазоне 2–12 мг/л (табл. 1). Увеличение концентраций РОУ и нитратов (NO_3^-) всегда связано с выпадением осадков и повышением расходов, а характер откликов в ручьях обусловлен различиями водно-физических свойств почв и пород, увлажненностью и топографией водосборов [7, 16, 17]. Их источником являются преимущественно горизонты подстилок. Среднее содержание РОУ в почвенных водах органогенных горизонтов варьирует в диапазоне 10–175 мг/л [18]. В такой богатой РОУ среде алюминий и железо связаны с гумусовыми кислотами и большая часть микроэлементов переносится в виде смешанных Fe–Al–органических коллоидов [19].

Таблица 1. Содержание основных химических компонентов (мг/л) в водах исследуемых ручьев за май–сентябрь 2012–2020 гг.

Table 1. Main dissolved solids (mg/L) in water of the studied streams in May–September 2012–2020

Компонент Dissolved solids	Исследуемые ручьи/Studied streams				
	1	2	3	4	5
n	133	35	186	137	43
pH	<u>5.99–7.08</u> 6.57	<u>5.89–6.76</u> 6.29	<u>5.61–7.15</u> 6.56	<u>6.10–7.80</u> 7.24	<u>6.22–7.48</u> 6.81
POУ/DOC	<u>1.70–11.7</u> 4.12	<u>1.50–4.80</u> 3.10	<u>1.70–9.10</u> 3.31	<u>2.0–10.4</u> 4.50	<u>1.80–7.10</u> 3.88
HCO_3^-	<u>7.44–24.4</u> 13.39	<u>4.88–16.1</u> 8.59	<u>3.18–20.8</u> 11.0	<u>24.4–75</u> 48.6	<u>9.89–68.3</u> 30.9
Cl^-	<u>0.10–1.40</u> 0.92	<u>0.61–1.4</u> 0.99	<u>0.56–1.3</u> 0.83	<u>0.4–1.6</u> 0.85	<u>0.7–1.4</u> 1.04
SO_4^{2-}	<u>4.0–22.1</u> 6.35	<u>4.5–7.34</u> 5.87	<u>2.8–9.8</u> 6.98	<u>4.8–23.1</u> 11.5	<u>4.8–13</u> 7.30
NO_3^-	<u><0.25–8.60</u> 4.01	<u>0.62–6.38</u> 2.74	<u>0.6–4.0</u> 1.92	<u>0.5–6.80</u> 2.76	<u>1.7–7.05</u> 3.26
Ca^{2+}	<u>3.08–10.1</u> 5.43	<u>2.74–5.02</u> 3.88	<u>1.64–8.3</u> 4.10	<u>6.35–35.9</u> 14.2	<u>4.92–20.7</u> 10.1
Mg^{2+}	<u>0.15–1.50</u> 0.71	<u>0.31–0.8</u> 0.51	<u>0.22–0.93</u> 0.49	<u>1.4–5.93</u> 3.48	<u>0.44–3.33</u> 1.72
K^+	<u>0.06–1.80</u> 0.80	<u>0.47–1.54</u> 0.91	<u>0.52–1.84</u> 1.02	<u>0.22–1.07</u> 0.56	<u>0.32–1.23</u> 0.62
Na^+	<u>0.74–2.51</u> 1.57	<u>0.69–2.37</u> 1.51	<u>0.88–3.33</u> 2.27	<u>0.86–3.67</u> 2.32	<u>0.79–2.91</u> 1.61
TDS	<u>23.9–60.3</u> 33.12	<u>18.6–31.7</u> 25.0	<u>21–36.9</u> 28.6	<u>45–128</u> 83.5	<u>25.3–106</u> 56.5
Si	<u>3.99–10.1</u> 5.38	<u>4.53–10.8</u> 5.93	<u>4.30–14.1</u> 7.56	<u>4.63–12.5</u> 6.25	<u>4.67–10.5</u> 5.87
Взвесь Suspended solids	<u>0.3–128</u> 3.0	<u>0.29–9.10</u> 2.1	<u>0.19–28.7</u> 3.0	<u>0.40–390</u> 3.5	<u>0.39–9.20</u> 2.6

Здесь и в табл. 2, 5: 1, 2, 3 – соответственно, ручьи Березовый, Безымянный, Еловый (II порядок), 4 – ручей Медвежий (III порядок), 5 – р. Правая Соколовка (IV порядок); числитель – пределы изменения, знаменатель – среднее значение; n – количество проб; TDS – минерализация.

Here and in Table 2, 5: 1, 2, 3 – Berezovoy, Bezuyanny and Elovoy Streams, accordingly (II Horton order); 4 – Medvezhiy Stream (III Horton order); 5 – Pravaya Sokolovka R. (IV Horton order); above the line is variation range, below the line is the mean value; n – number of samples; TDS – total dissolved solids.

Таблица 2. Минимальные, максимальные и средние концентрации (мкг/л) растворенных форм микроэлементов (речные воды бассейна р. Правая Соколовка)

Table 2. Minimum, maximum and average concentrations (µg/L) of dissolved microelements (river water, Pravaya Sokolovka R.)

Элемент Element	Исследуемые реки/Studied streams					Реки мира* Rivers of the world
	1	2	3	4	5	
Редкие щелочные и щелочноземельные элементы/Rare alkaline and alkaline-earth elements						
Li	0,88–1,34 1,06	0,58–0,75 0,67	0,75–1,09 0,88	0,86–1,30 1,08	0,93–1,32 1,07	1,84
Rb	0,82–1,43 0,98	0,90–1,34 1,13	1,11–1,45 1,22	0,198–0,533 0,32	0,54–1,01 0,73	1,63
Sr	30,6–45,9 36,9	19,8–46 26,2	23,4–29,3 25,8	61,3–127,9 100	31,1–72,7 54,2	60
Cs	0,13–0,33 0,18	0,04–0,20 0,14	0,10–0,18 0,14	0,021–0,239 0,07	0,051–0,098 0,06	0,011
Ba	3,5–15,32 5,3	4,35–17,7 8,7	3,89–16,4 6,3	2,5–16 5,5	3,1–17,1 6,3	23
Аниогенные элементы/Anionogenic elements						
B	4,1–6,25 5,0	4,28–5,39 4,77	4,38–5,12 4,74	4,90–8,98 5,74	5,0–5,90 5,39	10,2
V	0,081–0,318 0,128	0,054–0,114 0,073	0,044–0,067 0,054	0,291–1,13 0,452	0,144–0,222 0,198	0,71
Ge	0,004–0,049 0,011	0,005–0,027 0,019	0,005–0,029 0,019	0,003–0,03 0,010	0,012–0,036 0,020	0,007
As	0,71–1,18 0,907	2,08–3,21 2,57	0,194–0,269 0,226	0,304–0,576 0,377	0,400–0,734 0,577	0,620
Se	0,034–0,171 0,092	0,044–0,103 0,069	0,03–0,087 0,060	0,041–0,148 0,079	0,049–0,155 0,080	0,070
Mo	0,068–0,306 0,102	0,041–0,260 0,099	0,042–0,246 0,083	0,17–0,489 0,249	0,069–0,402 0,177	0,42
Малоподвижные элементы-гидролизаты/Low-mobile elements-hydrolysates						
Al	22,0–159 47,5	26,2–78,1 46,4	6,93–116 37,9	8,4–390 74,6	14,6–59,5 30,0	32
Sc	0,015–0,099 0,038	0,042–0,077 0,061	0,024–0,073 0,054	0,017–0,117 0,047	0,043–0,097 0,061	1,2 (0,004)
Cr	0,167–0,82 0,272	0,19–0,31 0,252	0,14–1,61 0,465	0,168–0,764 0,322	0,24–0,344 0,290	0,70
Ga	0,005–0,034 0,012	0,006–0,024 0,011	0,005–0,013 0,008	0,004–0,103 0,022	0,006–0,013 0,009	0,03
Y	0,298–0,871 0,452	0,324–0,6 0,444	0,395–0,798 0,525	0,1–0,962 0,278	0,223–0,766 0,403	0,04
Zr	0,189–0,73 0,329	0,314–0,65 0,483	0,197–0,711 0,443	0,112–1,186 0,316	0,214–0,709 0,402	0,039
Hf	0,006–0,018 0,009	0,009–0,019 0,014	0,007–0,021 0,013	0,003–0,026 0,008	0,006–0,019 0,011	0,006
W	0,002–0,100 0,013	0,002–0,005 0,004	0,002–0,007 0,004	0,002–0,018 0,007	0,002–0,006 0,004	0,10
Катиогенные элементы/Cationogenic elements						
Mn	0,35–6,30 1,26	0,42–12,7 2,84	0,37–9,68 3,14	0,44–12,2 2,83	0,52–3,23 1,66	34 (10)
Fe	12,4–123 35,4	11,3–62,7 25,5	12,7–127 39,6	7,5–343,2 67,0	9,7–102 31,4	66
Co	0,033–0,101 0,049	0,030–0,066 0,044	0,030–0,058 0,039	0,051–0,225 0,088	0,042–0,071 0,056	0,148
Ni	0,36–3,73 1,14	0,349–0,837 0,531	0,366–1,19 0,646	0,56–1,57 1,05	0,471–0,553 0,511	0,80
Cu	0,57–7,57 2,91	0,52–1,75 0,88	0,50–1,97 0,889	1,15–15,1 3,41	0,76–1,0 0,92	1,48
Zn	3,16–9,34 5,77	4,02–5,43 4,57	4,27–6,84 5,31	1,31–5,20 3,56	1,32–3,66 2,32	0,60 (20)
Cd	0,01–0,04 0,021	0,009–0,041 0,021	0,008–0,023 0,012	0,006–0,034 0,018	0,005–0,017 0,008	0,080
Pb	0,06–0,50 0,209	0,064–0,208 0,118	0,048–0,254 0,126	0,03–0,35 0,19	0,028–0,079 0,055	0,079

*Сведения по рекам мира приведены по [14], в скобках по [15] для сильно различающихся концентраций в этих двух источниках.

*Data on the world's rivers are obtained from [14], and in brackets – from [15] for the elements differing a lot against.

В данной работе в круг обсуждаемых включены концентрации суммы растворенных и коллоидных форм микроэлементов (фильтрат <0,45 мкм), которые в табл. 2 представлены отдельными группами в соответствии с их химическими свойствами и способностью к водной миграции.

Концентрации микроэлементов в водах ручьев изменялись в довольно узких интервалах значений и, за некоторыми исключениями, значимо не отличались от

содержания в мировом речном стоке и водах чистых рек Приморья и Приамурья [11, 20, 21]. Наиболее массовыми микроэлементами в исследуемых речных водах являются стронций, алюминий и железо. Закономерность распределения этих металлов в водах ручьев второго порядка следующая: Al>Sr>Fe, причем средняя концентрация Al больше, чем Sr и Fe, в 1,5 раза (табл. 2). Лишь в ручье Еловый содержание в воде железа немного выше, чем алюминия. В водах руч. Мед-

вежий увеличивается содержание стронция, а концентрации алюминия и железа практически уравниваются ($Sr > Al > Fe$). На порядок меньше (1–10 мкг/л) содержание в исследуемых водах бария, бора, цинка, меди, марганца и лития. Микроэлементы с концентрацией менее 1 мкг/л располагаются в следующем порядке:

- 0,1–1 мкг/л
 $Li > Ni > As > Rb > Y > Nd$
 $> Zr > Cr > Sb > La > Ce > V > Pb > Mo > Cs$
- 0,05–0,1 мкг/л
 $Gd > Sm > Pr > Se > Dy > Co > Sc$
- <0,05 мкг/л
 $Er > Yb > U > Be > Eu > Cd > Ho > Ga > Ge > Tb > Hf > W > Tm > Nb$

Среди редких щелочных и щелочноземельных элементов существенными по отношению к близлежащим ручьям и/или рекам мира можно назвать расхождения средних концентраций Sr, Ba и Cs. По особенностям миграции в ландшафтах стронций относят к подвижным, а барий, литий, рубидий и цезий – к слабоподвижным катионогенным элементам [8]. В водах руч. Медвежий содержание Sr в целом соответствует концентрациям в реках Приморья [11], но практически на порядок выше, чем в левобережных притоках р. Правая Соколовка (табл. 2). Более высокие концентрации Rb и Cs обнаружены в водах ручьев второго порядка, дренирующих более кислые почвы и породы. Концентрации цезия при этом превышают глобальный речной фон и приведенные для реки Усури величины [11, 20] более чем в 5 раз. Найденные корреляции Rb и Cs с кислотностью вод статистически значимы (табл. 3). Барий в водах исследуемых ручьев содержится в концентрациях (5,3–8,7 мкг/л), близких для фоновых низко минерализованных вод бассейна р. Амур [21], но заметно меньших по сравнению с реками мира (20–40 мкгBa/л). Содержания редких щелочных и щелочноземельных элементов взаимно коррелируют со значимым коэффициентом корреляции 0,70–0,98 как внутри группы (Sr, Ba, Rb, Cs–Li; Rb–Sr, Cs), так с концентрацией главных ионов и кремния. Связи с содержанием РОУ не установлены. Достоверная корреляция между концентрациями (Rb, Cs) и (Fe, Al) с коэффициентами 0,53–0,78 и 0,84–0,85 найдена в фильтрах ручьев Березовый и Медвежий. Полученные взаимосвязи свидетельствует об их совместном переносе и поступлении в речные воды в результате выветривания подстилающих пород, мобилизации из почвы. Эксперименты по фильтрации речных вод с различным содержанием РОУ [11–13] показали, что концентрации Li, Rb, Cs, Sr, Ba практически не изменяются во время фильтрации, что свидетельствует об их вероятном нахождении в истинно растворенной форме.

Пределы колебания концентраций анионогенных элементов соответствуют литературным данным [22]. Концентрации В и Se в исследуемых водах практически не различаются между ручьями (табл. 2). Пространственной вариабельностью характеризуются V, Mo, As, Ge. Среди них особое внимание привлекают концентрации мышьяка в руч. Безымянный. Величина 2–3 мкгAs/л в водах ручья стабильна из года в год и

выше, чем в других ручьях и мировом стоке, в 5–7 раз. Мышьяк сорбируется глинами, гидроксидами железа и может образовывать подвижные в кислой среде комплексы с фульвокислотами [8]. По-видимому, его повышенное поступление в воды ручья связано с интенсивным выщелачиванием алюмосиликатов кислотами ($pH < 5$) почвенными и склоновыми водами. На это указывает высокая корреляция между концентрациями растворимых форм мышьяка и кремния ($R=0,74$), мышьяка и железа ($R=0,75$). As, В, Mo известны как полностью гидролизующиеся элементы, которые могут вести себя в растворах как слабые кислоты [8]. В работе [23] показано, что адсорбция As на коллоидах железа минимальна и в реках мышьяк существует в основном в растворенной форме. Основным фактором распределения мышьяка в речной системе, по мнению авторов, является взаимодействие воды и вмещающей породы.

Таблица 3. Матрица парных коэффициентов корреляции ($p < 0,05$) между некоторыми компонентами воды общего массива исследуемых рек ($n=50$)

Table 3. Matrix of paired correlation coefficients ($p < 0,05$) between some water components for the total array of the studied rivers ($n=50$)

Компоненты Component	pH	POY DOC	Al	Fe	Mn
Sr	0,95			0,30	
Li	0,60				
Rb	-0,82				
Cs	-0,56		0,48	0,40	
Al	(-0,58)	0,46	1,00	0,98	0,86
Y	-0,47	0,54	0,59	0,49	0,42
Zr	-0,52	0,45			
Hf	-0,61	0,39			
Ga	0,34	0,55	0,95	0,95	0,83
B	0,47	0,35			
As	-0,50				
Se		0,48	0,56	0,54	0,40
V	0,75	0,53	0,74	0,82	0,70
Mo	0,70				
Ge	-0,34	0,61			
Fe	(-0,38)	0,47	0,98	1,00	0,87
Mn	(-0,43)	0,36	0,86	0,87	1,00
Pb			0,54	0,55	0,44
Co	0,54	0,51	0,83	0,88	0,83

Пустые ячейки означают, что корреляция отсутствует или коэффициенты незначимы. В скобках приведен значимый коэффициент корреляции в очень влажный год.

Empty cells mean that there is no correlation or the coefficients are not significant. The significant correlation coefficient in a very wet year is shown in parentheses.

Содержание германия в воде мало различается между ручьями и соответствует среднему в реках мира (табл. 2). Во влажный период концентрации Ge повышаются в 2–4 раза. Так как в фильтрах всех ручьев найдена положительная зависимость Ge и РОУ ($0,70 < R < 0,82$), такой большой разброс в уровнях содержания Ge в различные периоды увлажнения можно объяснить их одновременной миграцией. Существование связи Ge и РОУ выявлено для богатых органикой тропических рек [24]. В водах рек бореальной зоны германий связан с коллоидами железа [12].

В ходе анализа исследуемых нами вод (фракция <0,45 мкм) корреляции между Ge и Fe не обнаружено.

Ванадий и молибден слабоподвижны в кислой среде [8], их максимальное содержание выявлено в слабощелочных водах руч. Медвежий. Концентрации этих элементов между водами Медвежьего и других ручьев различались в 4–5 раз. Для всего массива данных были установлены положительные коэффициенты корреляции между величиной кислотности вод, ванадием и молибденом (табл. 3). Перенос ванадия тесно связан с Fe, Mn, Al (табл. 3), редкоземельными элементами. Подобные связи Fe, Mn, Al с As и Se установлены только в водах рек, дренирующих более древние коренные породы – Медвежьем и Березовом ($0,6 < R < 0,95$). Связь V и Se с РОУ для всего массива данных можно определить как слабую (табл. 3), что вызвано очень низкой значимой корреляцией между компонентами в водах руч. Медвежий.

Диапазон концентраций растворимых форм Fe, Ni, Cu, Co и Pb соответствует приведенным литературным данным для горных рек юго-западного Приморья [20]. Существенных различий в концентрациях нет и с реками мира. Средние концентрации цинка в исследуемых речных водах изменялись в пределах 2,3–5,8 мкг/л, что сравнимо с величинами для вод других рек Приморья [11] и трети рек мира, приведенных в работе [14]. Схожие с нашими данными концентрации Zn были получены для поверхностных вод бассейнов р. Амур, Карского и Белого морей [22, 25]. Растворенный цинк тесно коррелирует ($0,85 < R \leq 0,99$) с барием и молибденом. Для рек, дренирующих коренные породы кислого состава, установлен значимый коэффициент корреляции между цинком и кобальтом, равный 0,73. Внутри группы катионогенных элементов цинк взаимосвязан с медью ($0,76 < R < 0,90$), диапазон концентрации которой в исследуемых речных водах составил 0,5–15 мкгCu/л. Пространственно-временная вариабельность концентрации меди связана, очевидно, с литологией исследуемого бассейна. Ее максимальные концентрации поступали в реки в меженный период, а более высокое содержание (превышение в 1,5–4 раза) отмечалось в водах рек, дренирующих, преимущественно, породы основного и среднего состава. Для Cu и Zn выявлено доминирование растворенных форм над крупными коллоидами (за исключением паводков) в сравнительно чистых реках бассейна Уссури [13].

Средние за сезон концентрации свинца в ручьях колебались от 0,03 до 0,35 мкг/л, что несколько выше величин, приведенных для вод относительно чистых рек Приморья [20]. В пробах воды, отобранной из ручьев Березовый и Медвежий, содержание Pb коррелировало ($R=0,70–0,79$) с элементами группы железа: концентрациями Fe, V и Mn. Связи концентраций Pb и РОУ в исследуемых фильтрах не наблюдалось. В реках Карелии с высокими концентрациями растворенного железа и органического углерода схожие диапазоны концентраций Pb авторы [12] объясняют его коллоидным статусом, а положительный тренд между концентрациями Pb и Fe тем, что содержащиеся свинец коллоиды состояли в основном из гидроксидов

железа. Прямая корреляция концентраций Pb и Fe в исследуемых фильтрах может также указывать на его перенос с гидроксидами железа в высокомолекулярных коллоидах. Присутствие свинца в составе низкомолекулярных органических комплексов было установлено для речных вод тропической зоны с высоким содержанием органических веществ [24]. В водах бореальных рек, дренирующих смешанные ландшафты (хвойный лес, болото), значительная положительная корреляция с содержанием свинца во всех ландшафтах установлена с концентрацией как железа, так и РОУ [26]. Авторы этой работы повышенные концентрации Pb в речных водах связывают с атмосферным загрязнением. Несклько увеличенное содержание свинца в наших реках также может быть следствием его привноса с атмосферными осадками. В исследуемые годы средневзвешенное содержание свинца в дождевых водах составило около 1 мкг/л, что в 3 раза выше фоновых значений.

На геохимическую подвижность Fe и Mn большое влияние оказывают окислительно-восстановительные и щелочно-кислотные условия, биогенная миграция, условия разложения органического вещества. Несмотря на близкие химические свойства, их миграционные пути часто не совпадают [8] и зависят от ландшафтной структуры бассейна [27]. Анализ многочисленных натуральных и экспериментальных наблюдений показывает, что до 98 % валового содержания железа в речных водах составляют взвешенные и коллоидные формы, массовая доля их составляющих на 85–95 % может быть представлена силикатной и гидрогенной формами [28]. Сезонные колебания концентраций железа обусловлены воздействием комплекса факторов, среди которых для горных рек муссонной зоны можно выделить гидрологический режим. С высокой сезонной изменчивостью водного режима рек тесно связано содержание в воде взвеси и смываемого с водосборной площади органического вещества. От содержания в воде взвеси зависит концентрация крупных коллоидов железа [13], растворенного органического углерода – доля закомплексованного железа [28, 29]. Для речных вод бассейна Амур было установлено, что при содержании в них РОУ от 4 до 9 мг/л в комплексы с гумусовыми веществами связывается около 30 % растворенного Fe, при более низкой концентрации РОУ – более 85 % растворенного железа присутствует в воде в виде двухвалентных ионов, не связанных с органическими компонентами [29].

По содержанию в воде железа изучаемые нами ручьи располагаются в следующем порядке: Медвежий > Еловый > Березовый > Безымянный (табл. 2). Этот порядок сохраняется в средний (нормальный) по водности год (рис. 2).

Более высокие концентрации Fe в водах руч. Медвежий могут быть обусловлены присутствием железистых минералов в горных породах, аккумулятивных отложениях хорошо развитой поймы. Диапазон суточных концентраций в средний по водности год для вод Медвежьего составил 19–200 мкгFe/л, для остальных ручьев – 10–120 мкгFe/л. Во влажный

2020 г. минимальные и максимальные концентрации железа в ручьях снизились примерно в 2 раза, а сред-

нее содержание в отобранных пробах воды практически уравнивается (рис. 2).

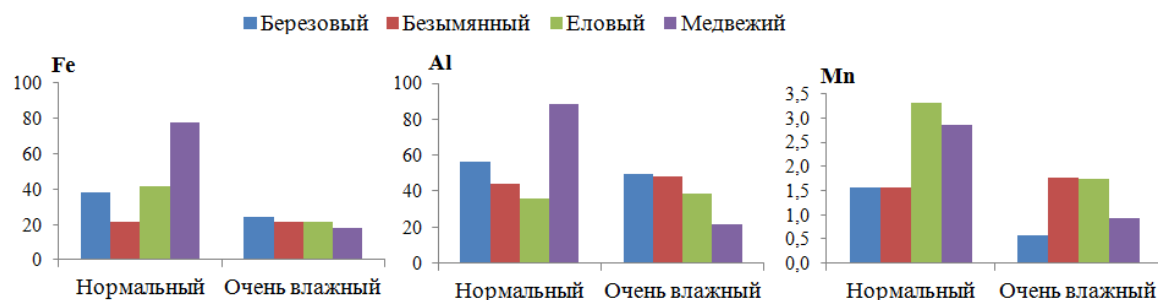


Рис. 2. Содержание (мкг/л) в водах исследуемых ручьев железа, алюминия и марганца в различные по увлажненности теплого сезона года

Fig. 2. Concentration of Fe, Al and Mn (mcg/l) in the years of different moistening in warm period

Меняется также порядок расположения ручьев по содержанию в воде растворенного железа: Березовый>Еловый>Безымянный> Медвежий. Для всего массива данных установлена плотная корреляция между Fe и (Mn, Al, Ga, V и Co) (табл. 3). В пробах вод ручьев Медвежий и Березовый коэффициент корреляции между Fe и Mn составил 0,89 и 0,92, соответственно. В водах руч. Еловый эти элементы тоже взаимосвязаны, но с более низким коэффициентом корреляции (R=0,50, p<0,05). В этих же ручьях концентрации Fe и Mn коррелируют с содержанием РОУ (табл. 3, 4). Концентрации железа и РОУ в водах рек более тесно связаны в годы с нормальным увлажнением (табл. 4). Для руч. Безымянный значимая корреляция для всего массива имеющихся данных установлена только между Fe и V, As (R=0,70).

Таблица 4. Матрица парных корреляций (p<0,05) концентраций Mn, Fe, Al с кислотностью речных вод (pH) и содержанием растворенного органического углерода (dissolved organic carbon – DOC) для рек разных порядков в годы с различным характером увлажнения

Table 4. Matrix of pair correlation (p<0,05) of Mn, Fe, and Al concentrations with river water acidity (pH) and dissolved organic carbon (DOC) for the rivers of different orders in the years with different moistening patterns

Группы рек River groups	pH			DOC		
	Mn	Fe	Al	Mn	Fe	Al
Нормальный по влажности год/Years with normal moistening						
Все реки/All rivers				0,61	0,79	0,80
II порядок II Horton order	0,47			0,71	0,81	0,87
III–IV порядок III–IV Horton order	–0,49	–0,38	–0,41	0,83	0,86	0,88
Очень влажный год/Very wet year						
Все реки/All rivers				0,67	0,44	
Реки II порядка II Horton order	–0,43*			0,83	0,81	
Реки III–IV порядка III–IV Horton order		–0,76	–0,83		0,77	0,61*

*Коэффициент корреляции значим на уровне p<0,10. Пустые ячейки означают отсутствие корреляции.

*Correlation coefficient is significant at p<0,10. Empty cells mean no correlation.

Концентрации растворенных форм железа в условиях высокой увлажненности ниже, чем в нормальные по влажности годы, как в паводок, так и меженный период. Объяснить это можно истощением запаса веществ в верхних горизонтах почв, разбавлением внутрпочвенного стока дождевыми водами, увеличением доли взвешенных и крупно-коллоидных форм. По мере возрастания увлажнения водосборов процесс разбавления дождями почвенно-грунтовых вод преобладает над процессами выщелачивания, что приводит к снижению уровня содержания растворенных железа, алюминия, кальция и гидрокарбонатов [30] и увеличению кислотности речных вод. Показатель кислотности речной воды снижается относительно других лет наблюдений в среднем на 0,3–0,5 единиц, увеличивается вариабельность pH внутри сезона. В наибольшей степени изменчивость кислотности между паводковыми и меженными периодами проявляется в реках III–IV порядка. Около 70 % водосборной площади этих рек покрыто вторичными лесами с высоким содержанием лиственных пород. Биоклиматические условия внутри хвойно-лиственных экосистем способствуют быстрым темпам трансформации органического вещества. Мобилизация РОУ с водосборной площади связана с динамикой увлажнения в течение летне-осеннего сезона [30]. С водосбора руч. Медвежий в периоды интенсивных дождей поступает до 5–12 мг/л РОУ, что служит фактором усиления кислотности речных вод (R_{pH-POU} = –0,79). Корреляция между pH и содержанием РОУ в водах других ручьев слабая или отсутствует. В фильтрах рек III–IV порядка фиксируется высокая обратная корреляция между содержанием растворенного железа и pH (табл. 4). Эта зависимость опосредовано показывает, что тенденция увеличения концентрации растворенного железа наблюдается за счет повышенного содержания РОУ в речной воде. В меженный период содержание РОУ снижается в 2–3 раза, увеличивается доля грунтового питания, усиливается процесс выщелачивания элементов из подстилающих пород. Уменьшение концентрации растворимого железа в периоды доминирования почвенно-грунтового питания может быть вызвано окислением ионов Fe²⁺ на границах окислительно-восстановительного потенци-

ала в результате смешения грунтовых и поверхностных вод с последующим осаждением в виде $\text{Fe}(\text{OH})_3$ [12, 28]. Очевидно, все вышеназванные процессы являются факторами более заметного снижения концентрации растворенного железа в водах руч. Медвежий в очень влажный год, что в целом за сезон приводит к уменьшению его растворенной фракции на 68 % относительно лет с оптимальным увлажнением. Уменьшение относительно периодов с нормальным увлажнением концентрации растворенного железа в ручьях второго порядка в 2020 г. варьировало от 21 до 48 %. Наименьшая сезонная и межгодовая изменчивость содержания в воде железа наблюдалась в руч. Безымянный (табл. 2; рис. 2). В пробах вод ручья второго порядка более стабильной в межгодовом разрезе была также связь железа с органическим углеродом (табл. 4). Источником дополнительного поступления концентрации растворенных форм железа и РОУ, вероятнее всего, является приповерхностный склоновый сток, поступающий в реки из верхнего пояса темнохвойных лесов [17]. Подвижность железа в почвенном профиле зоны темнохвойных лесов обусловлена продуцированием значительного количества водорастворимых органических соединений кислот природы в результате минерализации хвойного опада, участие которого с высотой возрастает до 80 % [9, 16]. Основная роль в закреплении железа в минеральных горизонтах этих почв принадлежит несиликатным, аморфным формам, а участие органоминеральных форм составляет не более 10 % от общего содержания элемента [9]. Тесная корреляционная связь между Fe и РОУ в речных водах обусловлена, очевидно, как их одновременной миграцией с водосборной площади во время интенсивных дождей, так и связыванием некоторой доли железа в комплексы с органическими компонентами еще на стадии формирования почвенных вод.

Содержание растворимого Mn в ручьях исследуемого бассейна было невысоким (0,4–13 мкг/л) и характеризовалось пространственной и сезонной вариабельностью. Близкий порядок величин приведен для вод относительно чистых рек Приморья [11, 20], бассейнов Амура [21, 25] и оз. Телецкого [31]. Большой разброс содержания растворимых форм Mn в поверхностных водах связывают с ландшафтно-геохимическими особенностями бассейна и/или антропогенным загрязнением водоемов [28]. На залесенных водосборах существенная часть марганца поглощается растительностью, и в результате из почвы в речную сеть мигрирует относительно небольшое его количество [32]. Распределение среднесезонных концентраций марганца в анализируемых водах имеет следующий порядок: Еловый > Безымянный \geq Медвежий > Березовый (табл. 2). Как и железо, марганец присутствует в воде преимущественно в коллоидной и взвешенной формах [25, 28]. В общем содержании растворимого марганца его органические комплексы в поверхностных водах с различным содержанием органических веществ не превышает 24–35 % [28]. При низком содержании органических лигандов в воде количество связанного в комплексы марганца

может составлять около 10 % или вовсе отсутствовать [33]. Судя по корреляции (табл. 3, 4), совместная миграция РОУ и Mn в исследуемых водах хорошо выражена в средние по водности годы. В связи с тем, что в почвенных водах корреляция между РОУ и Mn отсутствовала, можно предположить их одновременный перенос в составе органического детрита. В 2020 г. концентрация Mn в ручье Безымянный практически не изменилась, в других ручьях снизилась на 33–42 % относительно лет с нормальной увлажненностью водосборов (рис. 2).

Из анализируемых элементов-гидролизатов (табл. 2) только алюминий, титан и цирконий характеризуются наиболее высокими кларками в земной коре: 8,01, 0,45 и 0,02 %, соответственно. Соединения элементов-гидролизатов трудно растворимы и мигрируют слабо. Диапазон их водной миграции расширяется в результате создания растворимых комплексных соединений [8]. Средние концентрации Zr в водах исследуемых ручьев примерно на порядок выше приводимых величин для рек мира. Концентрации остальных элементов-гидролизатов находятся в пределах среднемировых значений. Внутри группы статистические связи с коэффициентом корреляции выше 0,88 формируют геохимические аналоги: алюминий–галлий и цирконий–гафний. Для всех анализируемых проб установлены статистически значимые корреляции с коэффициентом 0,60–0,95 между концентрациями элементов-гидролизатов и РОУ.

Несмотря на высокую распространенность в земной коре, средняя концентрация алюминия в мировом речном стоке находится в диапазоне 32–75 мкг/л [14, 15, 28]. Основным его источником являются первичные и вторичные алюмосиликаты, а миграционная активность зависит от pH, содержания и состава органических веществ почвы [8]. В почвенно-грунтовых водах, к примеру, таежных ландшафтов Al на 60–100 % связан в комплексы с органическими лигандами и в таком виде поступает в речные воды [34, 35]. Около половины растворенного в речной воде алюминия представлено в виде тонкой предколлоидной или коллоидной фракции [12, 13]. Средняя концентрация Al (фильтрат < 0,45 мкм) в водах рек исследуемого бассейна составила 56 ± 58 мкг/л, что хорошо согласуется со средним содержанием в реках бассейна Уссури [11, 20]. Диапазон содержания Al в речных водах бассейна Правой Соколовки варьировал от 8 до 390 мкг/л, причем самые максимальные и минимальные значения Al были зафиксированы в руч. Медвежий. Снижение средних концентраций алюминия в очень влажный 2020 г. в водах данного ручья аналогично описанной выше межгодовой изменчивости концентраций железа. В остальных ручьях его содержание в воде в этот год немного увеличилось (рис. 2). По-видимому, в сильно дождливые годы в водах руч. Медвежий, за счет повышенного содержания тонкой взвеси в виде глинистого материала и органического вещества, увеличивается доля взвешенных и крупно-коллоидных форм алюминия. На протяжении практически всего теплого сезона 2020 г. воды Медвежьего имели белесый оттенок и тяжело фильтровались. Измеренная концентрация взвеси в ручье была невысокой (1–11 мг/л), но в среднем вы-

ше по сравнению с другими ручьями. Концентрация растворимых форм Al в ручьях III–IV порядка в большей степени зависит от кислотности, чем от содержания РОУ (табл. 4). Кроме того, во влажный год в водах ручья усиливается связь концентраций алюминия и нитратов (рис. 3, *b*, красный треугольник). Высоким содержанием нитрат-ионов в бассейне руч. Медвежий выделяются некоторые склоновые воды [16–17]. Увеличение нитратов в лесных почвах часто сопровождается ростом концентрации растворенного алюминия в почвенных и родниковых водах [34, 35].

Факт увеличения концентраций растворимого Al в водах ручьев второго порядка, по аналогии с концентрацией Fe, можно объяснить дополнительным его притоком с почвенными водами верхнего яруса бассейнов. Закрепление алюминия, как и железа, в иллювиально-гумусовых почвах на высотах более 750 м охватывает всю толщу почвенного профиля. Для закрепления Al в почвенном горизонте органоминеральные формы более значимы, чем для железа. Их относительное содержание в горизонтах ниже 50 см на порядок превышает органожелезистые [9].

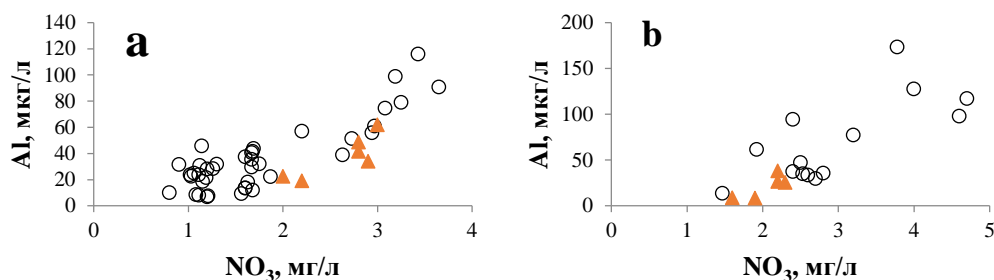


Рис 3. Зависимость концентрации алюминия от содержания нитратов в водах ручьев Еловый (*a*) и Медвежий (*b*). Кругом обозначены данные в нормальные по увлажнению годы; красным треугольником – в очень влажный год

Fig. 3. Al-nitrates relation in river water: *a*) the Elovyy and *b*) the Medvezhy Streams. The circle indicates the data in the years with normal moistening, and the red triangle – in a very wet year

Кроме указанных выше корреляций, концентрация Al в анализируемой речной воде тесно связана с Fe, Mn и РОУ (табл. 3). На основании корреляционных зависимостей концентраций Al и РОУ (табл. 4) и литературных источников [34–36] можно предположить, что часть алюминия в водах ручьев содержится в составе алюмоорганических соединений. Благоприятные условия для образования устойчивых связей Al с РОУ в годы с оптимальной увлажненностью складываются на водосборах руч. Березовый и руч. Медвежий. В слабкокислых водах Безымянного и Елового коэффициенты корреляции ниже. Подобные различия тесноты корреляционной связи на водосборах с различным типом ландшафтов в работе [36] объясняются условиями для формирования алюмоорганических соединений в растворе. При более высокой кислотности вод большинство алюмоорганических комплексов разрушаются и часть алюминия может содержаться в составе аквагидроксикомплексов, сульфатов или нитратов алюминия. Повышенная кислотность почвенных и склоновых вод в бассейне руч. Безымянный уже была отмечена выше. В бассейне ручья Еловый зафиксированы локальные участки с содержанием нитратного азота и РОУ от 3 до 45 мг/л в слабкокислых почвенно-грунтовых водах [16–17]. Для вод ручья Еловый установлена достоверная связь концентраций алюминия и нитратов (рис. 3, *a*). Коэффициент детерминации связи в различные по увлажненности годы превышал значение 0,70. Подобная зависимость в фильтраатах руч. Медвежий менее детерминирована ($R^2 < 0,65$), что, возможно, связано с более щелочными водами ручья.

К элементам-гидролизатам относят и редкоземельные элементы (РЗЭ), так как их ионы легко гид-

ролизуются в воде. Но вследствие низкого содержания РЗЭ в породах и природных водах их подвижность контролируется способностью к комплексообразованию с неорганическими и органическими лигандами [37]. Известно, что к РЗЭ или лантаноидам относят лантан и подобные ему по своим свойствам элементы с атомными номерами от 58 до 71 (табл. 5). РЗЭ разделяют на легкие (LREE: La–Eu) и тяжелые (HREE: Gd–Lu) лантаноиды. На их миграцию оказывают влияние щелочно-кислотные условия, процессы сорбции/десорбции, содержание ряда химических компонентов [35, 38]. Согласно литературным источникам [8, 11, 38], основная часть РЗЭ находится в речной воде в форме взвешенных частиц, на долю растворенной фракции приходится около 20–30%. Перенос РЗЭ тесно связан с коллоидными частицами, богатыми органическим углеродом, Fe и Al [39].

Измеренные в исследуемых ручьях концентрации практически всех редкоземельных элементов превышали в 1,5–3,5 раза среднемировые значения [14] и примерно на эту же величину их содержание в чистых реках Приморского края и Приамурья [38, 40]. В пределах или чуть ниже среднемировых были концентрации церия. Суммарное содержание всех растворенных форм РЗЭ в 95% отобранных нами проб находилось в диапазоне 0,6–3 мкг/л. Концентрация легких РЗЭ значительно выше, чем тяжелых, что согласуется с характером их распределения в геосфере [8]. На долю LREE приходилось от 70 до 91% суммарной концентрации РЗЭ. Максимальная (7 мкг/л) и минимальная (0,4 мкг/л) величины РЗЭ были зафиксированы в водах руч. Медвежий, в которых выявлена их значительная (более 60%) изменчивость. В остальных ручьях коэффициент вариации каждого элемента не превышал

50 %, за исключением церия, изменчивость которого в водах Березового и Елового была более высокой. Возможно, подобная вариабельность связана с меньшим охватом измерениями высоких расходов воды. В периоды прохождения паводков измеренная концентрация РЗЭ возрастает по отношению к среднему для разных ручьев в 1,5–3, а для Се – в 3–6 раз.

Практически все РЗЭ коррелируют между собой. Коэффициенты корреляции между различными РЗЭ изменялись в пределах 0,45–0,99 ($p < 0,05$). В водах всех ручьев РЗЭ проявляли хорошую корреляцию с железом, марганцем и очень хорошую с алюминием и растворенным органическим углеродом (рис. 4). Установленные зависимости РЗЭ с Al и РОУ могут означать, что их перенос происходит в составе глинистых частиц и органического вещества. Максимальная связь установлена между церием и железом, марганцем, алюминием: $R = 0,99, 0,89$ и $0,97$, соответственно. Значимая связь Fe, Mn и Al с другими РЗЭ обнаружена в диапазоне 0,45–0,86. Не коррелировали с этими элементами, или связь была значимая, но слабая, европий, иттербий и лютеций в фильтрах руч. Безымянный. Для группы HREE были получены достоверные корреляции с pH. Диапазон коэффициента корреляции $R_{HREE-pH}$ изменялся от $-0,30$ до $-0,72$, причем его абсолютная величина возрастала с увеличением порядкового номера.

Таблица 5. Медианные значения концентраций (мкг/л) растворенных форм редкоземельных элементов в речных водах бассейна р. Правая Соколовка

Table 5. Median concentrations of dissolved rare earth elements (mcg/l) in river water (Pravaya Sokolovka R. basin)

Компонент Dissolved solids	Исследуемые реки/Studied rivers					Реки мира World's rivers
	1	2	3	4	5	
La	0,202	0,260	0,234	0,304	0,202	0,120
Ce	0,162	0,100	0,143	0,220	0,102	0,262
Pr	0,070	0,073	0,074	0,078	0,065	0,040
Nd	0,322	0,327	0,339	0,353	0,297	0,152
Sm	0,082	0,081	0,083	0,077	0,069	0,036
Eu	0,017	0,013	0,011	0,021	0,016	0,010
Gd	0,086	0,082	0,088	0,076	0,072	0,040
Tb	0,012	0,013	0,013	0,009	0,010	0,006
Dy	0,069	0,074	0,076	0,047	0,051	0,030
Ho	0,014	0,016	0,016	0,009	0,010	0,007
Er	0,041	0,051	0,052	0,024	0,029	0,020
Tm	0,006	0,008	0,007	0,003	0,004	0,003
Yb	0,039	0,051	0,051	0,019	0,028	0,017
Lu	0,007	0,009	0,008	0,003	0,005	0,002
LREE	0,885	1,074	0,821	1,017	0,752	0,620
HREE	0,273	0,302	0,311	0,191	0,208	0,125
Σ РЗЭ	1,158	1,437	1,118	1,221	0,960	0,745
LREE, %	75,6	73,6	74,9	87,2	77,9	83,2

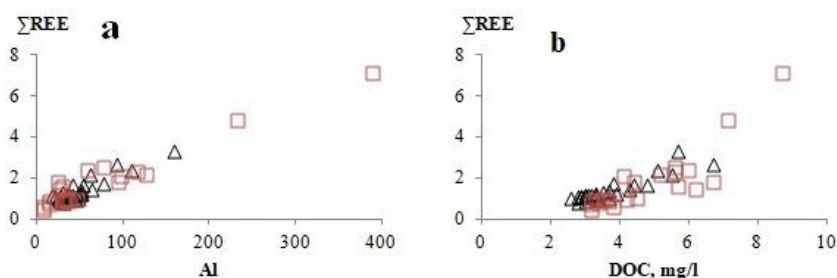


Рис. 4. Зависимость суммарной концентрации редкоземельных элементов (Σ REE, мкг/л) от содержания алюминия (Al, мкг/л) (а) и растворенного органического углерода (DOC, мг/л) (б) в водах исследуемых рек. Треугольником обозначены ручьи II порядка (Березовый, Безымянный, Еловый), квадратом – ручей Медвежий (III порядок)

Fig. 4. Rare earth elements totals (Σ REE, mcg/l) relation to Al (mcg/l) (a) and DOC (mg/l) (b) in river water: triangles – streams of II Horton order, squares – Medvezhii Stream (III Horton order)

Заключение

Условия миграции микроэлементов в водах рек зоны формирования стока характеризуются низкой минерализацией, от слабокислой до слабощелочной реакцией среды, невысоким содержанием растворенного органического углерода. Пространственные различия в распределении условно-растворенных (фильтрат $< 0,45$ мкм) форм микроэлементов и уровни их содержания в речных водах определяются контрастностью литологического фона и биоэкологических функций ландшафтов исследуемых бассейнов. Временные вариации концентраций микроэлементов связаны с особенностями сезонного увлажнения водосборной площади.

Концентрации микроэлементов в исследуемых ручьях принципиально не отличаются от среднемировых величин и укладываются в интервалы их содержания в фоновых поверхностных водах Сихотэ-

Алинской горной области. Ручьи в большей степени обогащены Fe, Al, Sr, Ba и Mn. Диапазон концентраций растворимых форм Fe, Al и Mn резко меняется в зависимости от водности, Sr и Ba более стабильны, как внутри сезона, так и в межгодовом разрезе.

Группа наиболее подвижных редких щелочных и щелочноземельных элементов мигрирует, вероятнее всего, в свободной ионной форме. Стронций и литий активнее мигрируют в слабощелочных водах, рубидий и цезий – в нейтральных и слабокислых.

На основании корреляционного анализа показано, что концентрации всех слабо подвижных, некоторых катионогенных (Mn, Co) и анионогенных (Cr, Se, V, Ge), а также редкоземельных элементов прочно связаны с концентрацией железа, алюминия и органического углерода. Содержание в речных водах Pb связано только с концентрацией железа. На совместный перенос в ручьи Cu, Cd, Zn, As, B, Mo указывает зависимость с разными неорганическими анионами.

Концентрации Fe, Al и Mn в водах ручьев коррелируют как между собой, так и с растворенным органическим углеродом. Теснота связи между элементами отражает возраст коренных пород, состав почв водосборных бассейнов и зависит от характера выпадения атмосферных осадков. Установленные зависимости между содержанием микроэлементов и РОУ косвенно свидетельствуют об их совместной миграции. Для выяснения механизмов переноса микроэлементов и факторов, контролирующих их поведение в водах рек с умеренным содержанием органических веществ, требуются дополнительные исследования и более основательный анализ.

Влияние ландшафтной структуры в распределении растворимых форм Al и Fe в водах исследуемых рек в наибольшей степени проявляется в годы повышенной увлажненности водосборов. В речных бассейнах, где

около 15 % площади покрыто коренными темнохвойными лесами, относительно стабильный межгодовой баланс растворенных форм железа и алюминия и устойчивую связь с РОУ можно объяснить их дополнительным притоком с водами горных буротажных почв. В водах рек, дренирующих породы основного состава и местообитания с высокой долей листовенных в составе древостоев, происходит более заметное уменьшение концентраций растворенного алюминия и железа. Показано, что тенденции роста растворенной фракции элементов связаны с увеличением кислотности речных вод в периоды повышенного поступления РОУ с водосборной площади.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ проект № 20-05-00812.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Headwater catchments govern biogeochemistry in America's largest freeflowing river network / F. Lidman, D. W. French, D.E. Schindler, S.R. Brennan, D. Whited // *Journal of Geophysical Research: Biogeosciences*. – 2020. – V. 125. – № 12. – P. e2020JG005851.
2. Aqua Incognita: the unknown headwaters / K. Bishop, I. Buffam, M. Erlandsson, J. Fölster, H. Laudon, J. Seibert, J. Temmerud // *Hydrological Processes*. – 2008. – V. 22. – № 8. – P. 1239–1242.
3. Integrating landscape planning and stream quality management in mountainous watersheds: a targeted ecological planning approach for the characteristic landscapes / L. Lin, M. Li, H. Chen, X. Lai, H. Zhu, H. Wang // *Ecological Indicators*. – 2020. – V. 117. – P. 1–11.
4. Northern landscapes in transition: evidence, approach and ways forward using the Krycklan Catchment Study / H. Laudon, E.M. Hasselquist, M. Peichl, K. Lindgren, R. Sponseller, F. Lidman, L. Kuglerová, N.J. Hasselquist, K. Bishop, M.B. Nilsson, A.M. Ågren // *Hydrological Processes*. – 2021. – V. 35. – № 4. – P. e14170.
5. Гарцман Б.И., Шамов В.В. Натурные исследования стокоформирования в Дальневосточном регионе на основе современных средств наблюдений // *Вод. ресурсы*. – 2015. – Т. 42. – № 6. – С. 589–599.
6. Кожевникова Н.К., Дюкарев В.Н. Эколого-защитные свойства лесного покрова верхнего пояса гор // *Пробл. регион. экол.* – 2011. – № 4. – С. 31–38.
7. Ионный состав генетических типов вод малого речного бассейна: стационарные исследования в Центральном Сихотэ-Алине / А.Г. Болдескул, В.В. Шамов, Б.И. Гарцман, Н.К. Кожевникова // *Тихоок. Геол.* – 2014. – Т. 33. – № 2. – С. 90–101.
8. Перельман А.И., Касимов Н.С. Геохимия ландшафта. – М.: Астрель, 2000. – 768 с.
9. Аржанова В.С., Елпатьевский П.В. Геохимия, функционирование и динамика горных геосистем Сихотэ-Алиня (юг Дальнего Востока России). – Владивосток: Дальнаука, 2005. – 247 с.
10. Цифровое почвенное картографирование для целей гидрологического моделирования на примере экспериментальных водосборов (юг Приморского края) / А.Н. Бугаец, Н.Ф. Пшеничникова, А.А. Терешкина, С.Ю. Лупаков, Б.И. Гарцман, В.В. Шамов, Л.В. Гончуков, О.М. Голодная, С.М. Краснопеев, Н.К. Кожевникова // *Почвоведение*. – 2021. – Т. 55. – № 9. – С. 1085–1096.
11. Чудаева В.А., Чудаев О.В. Особенности химического состава и взвесей рек Приморья // *Тихоокеанская геология*. – 2011. – Т. 30. – № 2. – С. 104–122.
12. Pokrovsky O.S., Schott J. Iron colloids/organic matter associated transport of major and trace elements in small boreal rivers and their estuaries (NW Russia) // *Chem. Geol.* – 2002. – V. 190. – № 1–4. – P. 141–179.
13. Шулькин В.М. Роль крупных коллоидов в химическом составе речных вод (на примере рек юга Дальнего Востока РФ) // XVI Совецание географов Сибири и Дальнего Востока. – Владивосток: Тихоокеанский институт географии, 2021. – С. 105–108.
14. Gaillardet J., Viers J., Dupre B. Trace elements in river waters // *Treatise on Geochemistry*. – Oxford: Elsevier, 2014. – P. 195–235.
15. Гордеев В.В. Речной сток в океан и черты его геохимии. – М.: Наука, 1983. – 160 с.
16. Кожевникова Н.К., Луценко Т.Н., Шамов В.В. Факторы формирования химического состава вод малых рек Южного Сихотэ-Алиня // *Чтения памяти Владимира Яковлевича Леванидова*. – 2017. – № 7. – С. 76–84.
17. Компоненты стока малых водосборов Сихотэ-Алиня: обобщение результатов полевых измерений и трассерного моделирования / Т.С. Губарева, Б.И. Гарцман, В.В. Шамов, Т.Н. Луценко, А.Г. Болдескул, Н.К. Кожевникова, С.Ю. Лупаков // *Известия Российской академии наук. Серия географическая*. – 2019. – № 6. – С. 126–140.
18. Концентрация и экспорт растворенного органического углерода в ландшафтах бассейна Верхней Уссури / Т.Н. Луценко, Н.К. Кожевникова, А.Г. Болдескул, В.В. Шамов // XVI Совецание географов Сибири и Дальнего Востока. – Владивосток: Тихоокеанский институт географии, 2021. – С. 150–152.
19. Pokrovsky O.S., Dupre B., Schott J. Fe–Al–organic colloids control of trace elements in peat soil solutions results of ultrafiltration and dialysis // *Aquatic Geochemistry*. – 2005. – V. 11. – № 3. – P. 241–278.
20. Шулькин В.М., Богданова Н.Н., Киселев В.И. Металлы в речных водах Приморского края // *Геохимия*. – 2007. – № 1. – С. 79–88.
21. Шестеркин В.П. Гидрохимия рек природного заказника «Гумнинский» // *Водное хозяйство России*. – 2018. – № 3. – С. 4–15.
22. Савенко А.В., Савенко В.С., Покровский О.С. Новые Данные по содержанию растворенных микроэлементов в водах рек Российской Арктики // *Доклады Российской академии наук. Науки о Земле*. – 2020. – Т. 491. – № 2. – С. 82–88.
23. Geochemical distribution and fate of arsenic in water and sediments of rivers from the Hokusetsu area, Japan / E. Even, H. Masuda, T. Shibata, A. Nojima, Y. Sakamoto, Y. Murasaki, H. Chiba // *Journal of Hydrology: Regional Studies*. – 2017. – V. 9. – P. 34–47.
24. Chemical weathering in the drainage basin of a tropical watershed (Nsimi-Zoetele site, Cameroon) comparison between organic-poor and organic-rich waters / J. Viers, B. Dupre, M. Polve, J. Schott, J.-L. Dandurand, J.-J. Braun // *Chemical Geology*. – 1997. – V. 140. – P. 181–206.
25. Пространственно-временная изменчивость содержания растворенных форм микроэлементов в водах реки Амур / Н.М. Шестеркина, В.П. Шестеркин, В.С. Таловская, Т.Д. Ри // *Водные ресурсы*. – 2020. – Т. 47. – № 3. – С. 336–347.

26. Landscape control on the hydrogeochemistry of As, Co and Pb in a boreal stream network / T. Wällstedt, H. Borg, L. Björkvald, C.-M. Mörth, H. Laudon // *Geochim. Cosmochim. Acta.* – 2017. – V. 211. – P. 194–213.
27. Hydrogeochemistry of Fe and Mn in small boreal catchments: The role of seasonality, landscape type and scale / L. Björkvald, I. Buffam, H. Laudon, C.-M. Mörth // *Geochim. Cosmochim. Acta.* – 2008. – V. 72. – P. 2789–2804.
28. Линник П.Н., Набиванец Б.И. Формы миграции металлов в пресных поверхностных водах. – Л.: Гидро метеоиздат, 1986. – 270 с.
29. Левшина С.И. Распределение железа в поверхностных водах бассейна Среднего и Нижнего Амура // *Водные ресурсы.* – 2012. – Т. 39. – № 4. – С. 377–384.
30. Динамика растворенных веществ в малых реках южного Сихотэ-Алиня в процессе развития экстремальных дождевых паводков / В.В. Шамов, А.Г. Болдескул, Т.Н. Луценко, Т.С. Губарева, С.Ю. Лупаков, Б.И. Гарцман, Н.К. Кожевникова, С.Г. Юрченко, Д.А. Касуров // XVI Совещание географов Сибири и Дальнего Востока. – Владивосток: Тихоокеанский институт географии, 2021. – С. 98–108.
31. Пузанов А.В., Бабошкина С.В., Горбачев И.В. Содержание и распределение основных макро- и микроэлементов в поверхностных водах Алтая // *Вод. ресурсы.* – 2015. – Т. 42. – № 3. – С. 298–310.
32. Importance of vegetation for manganese cycling in temperate forested watersheds / E.M. Herndon, L. Jin, D.M. Andrews, D.M. Eissenstat, S.L. Brantley // *Global Biogeochemical Cycles* – 2015. – V. 29. – № 2. – P. 160–174.
33. Левшина С.И. Распределение марганца в поверхностных водах Среднего и Нижнего Приамурья // *Тихоокеанская геология.* – 2012. – № 4. – С. 113–119.
34. Aluminium chemistry in two contrasted acid forest soils and headwater streams impacted by acid deposition, Vosges mountains, N.E. France / O. Maitat, J. Boudot, D. Merlet, J. Rouilled // *Water Air Soil Pollution.* – 2000. – V. 117. – № 1–4. – P. 217–243.
35. Köhler S.J., Lidman F., Laudon H. Landscape types and pH control organic matter mediated mobilization of Al, Fe, U and La in boreal catchments // *Geochim. Cosmochim. Acta.* – 2014. – V. 135. – P. 190–202.
36. Толпешта И.И. Соединения алюминия в поверхностных водах и почвах различных экосистем южной тайги верхней части бассейна р. Межи // *Водные ресурсы.* – 2012. – Т. 39. – № 1. – С. 99–110.
37. Eu anomalies in soils and soil water from a boreal hillslope transect – a tracer for Holocene lanthanide transport? / F. Lidman, H. Laudon, I. Taberman, S. Köhler // *Geochim. Cosmochim. Acta.* – 2019. – V. 267. – P. 147–163.
38. Харитоновна Н.А., Вах Е.А. Редкоземельные элементы в поверхностных водах Амурской области. Особенности накопления и фракционирования // *Вестник Томского государственного университета.* – 2015. – № 395. – С. 232–244.
39. Colloidal rare earth elements in a boreal river: changing sources and distributions during the spring flood / K. Andersson, R. Dahlqvist, D. Turner, B. Stolpe, T. Larsson, J. Ingri, P. Andersson // *Geochem. Cosmochim. Acta.* – 2006. – V. 70. – P. 3261–3274.
40. Основной солевой состав и редкоземельные элементы как индикаторы экологического состояния рек южного Приморья / Е.А. Вах, Г.Ю. Павлова, Т.А. Михайлик, П.Я. Тищенко, П.Ю. Семкин // *Изв. ТПУ. Инжиниринг георесурсов.* – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 39–49.

Поступила 09.06.2022 г.

Информация об авторах

Кожевникова Н.К., кандидат биологических наук, научный сотрудник Федерального научного центра Биоразнообразия ДВО РАН.

Болдескул А.Г., кандидат географических наук, старший научный сотрудник Тихоокеанского института географии ДВО РАН.

Луценко Т.Н., кандидат географических наук, старший научный сотрудник Тихоокеанского института географии ДВО РАН.

Шамов В.В., доктор географических наук, главный научный сотрудник Тихоокеанского института географии ДВО РАН.

Еловский Е.В., научный сотрудник Дальневосточного геологического института ДВО РАН.

Касуров Д.А., аспирант Института водных и экологических проблем СО РАН.

UDC 550.424

MICROELEMENTS IN RIVER WATER OF MOUNTAIN-FOREST BASINS (SOUTHERN RUSSIAN FAR EAST)

Nadezhda K. Kozhevnikova¹,
nkozhevnikova@biosoil.ru

Anna G. Boldeskul²,
boldeskul@tigdvo.ru

Tatyana N. Lutsenko²,
luts@tigdvo.ru

Vladimir V. Shamov²,
vlshamov@yandex.ru

Evgeniy V. Elovskiy³,
matri@list.ru

Dmitriy A. Kasurov⁴,
dkasurov@mail.ru

¹ Federal Scientific Center for Biodiversity FEB RAS,
159, 100-years to Vladivostok avenue, Vladivostok, 690022, Russia.

² Pacific Geographical Institute FEB RAS,
7, Radio street, Vladivostok, 690041, Russia.

³ Far Eastern Geological Institute FEB RAS,
159, 100-years to Vladivostok avenue, Vladivostok, 690022, Russia.

⁴ Institute for Water and Environmental Problems SB RAS,
1, Molodezhnaya street, Barnaul, 656038, Russia.

Relevance: study of the migration of chemical elements from mountain-forest ecosystems into rivers in the runoff formation zone.

Purpose: assessment of microelements content and the ranges of their variability in the water of background streams at mountainous headwaters, and detecting the probable pathways and mechanisms of their geochemical migration.

Objects: Pravaya Sokolovka R. (the Ussuri R. system) and its four tributaries.

Methods. The concentrations of trace elements and rare earth elements were determined by ICP-MS Agilent 7700 x (Agilent Techn., USA). The content of the main anions (Cl^- , SO_4^{2-} , NO_3^-) was determined on a Shimadzu LC 10Avp liquid chromatograph, the main cations (Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+) – on a Shimadzu AA 6800 atomic absorption spectrometer; dissolved organic carbon (DOC) – using a TOC analyzer (Shimadzu TOC-VCN). When processing quantitative data, the standard statistical methods of analysis were used.

Results. During the warm period in 2012, 2019 and 2020, there were carried out the integrated hydrochemical studies at five research catchments located in the middle mountain belt of the Southern Sikhote-Alin. In river water samples, the main chemical components and the microelements dissolved forms ($<0,45 \mu\text{m}$) were determined. The analysis of about 80 samples made it possible to assess the spatial-temporal variability of the measured concentrations of trace elements and to establish the probable factors driving their migration in small river catchments differing in landscape patterns. A comparative analysis of found trace elements concentrations showed their similar relevant values for conventionally clean rivers of the Sikhote-Alin mountain country and over the world. To reveal possible mechanisms of microelements migration into rivers, the authors accomplished a conjugate correlation analysis for the dataset of macrocomponent and microelement composition of the river water. We assumed that during rainfall events, the leaching of dissolved organic carbon and related elements from soil cover is the main mechanism for concentrating low-mobile (Al, Sc, Ti, Cr, Ga, Y, Zr, Hf, and Rare Earth Elements), some heavy (Fe, Mn, and Co), and anion-generating (Cr, Se, V, and Ge) trace elements. This suggests the migration of organic carbon and related elements from the catchment during heavy rains and the simultaneous presence of a certain proportion of elements in the composition of complexes with organic matter. A preliminary analysis of the peculiarities of the moistening regime and the landscape structure of watersheds revealed trends in the interannual variability of dissolved forms of Fe and Al in the rivers draining watersheds with the different structural organization of forest ecosystems. It is shown that the distribution of mountain taiga soils in river basins determines the lowest seasonal and interannual variability of dissolved forms of typomorphic elements, as well as their more stable relationship with organic carbon. In the case of dominance of coniferous-deciduous ecosystems in a catchment, the content of Fe and Al soluble forms depends on river water acidity, which varies associated with the processes of organic substances accumulation and leaching from the soil.

Key words:

Microelements, rare earth elements, macro-composition, organic-mineral complex, stream, Sikhote-Alin.

The work was financially supported by the RFBR (grant 20-05-00812).

REFERENCES

- Lidman F., French D.W., Schindler D.E., Brennan S.R., Whited D. Headwater catchments govern biogeochemistry in America's largest freeflowing river network. *Journal of Geophysical Research: Biogeosciences*, 2020, vol. 125, no. 12, pp. e2020JG005851.
- Bishop K., Buffam I., Erlandsson M., Fölster J., Laudon H., Seibert J., Temmerud J. *Aqua Incognita: the unknown headwaters. Hydrological Processes*, 2008, vol. 22, no. 8, pp. 1239–1242.
- Lin L., Li M., Chen H., Lai X., Zhu H., Wang H. Integrating landscape planning and stream quality management in mountainous watersheds: a targeted ecological planning approach for the characteristic landscapes. *Ecological Indicators*, 2020, vol. 117, pp. 1–11.
- Laudon H., Hasselquist E.M., Peichl M., Lindgren K., Sponseller R., Lidman F., Kuglerová L., Hasselquist N.J., Bishop K., Nilsson M.B., Ågren A.M. Northern landscapes in transition: Evidence, approach and ways forward using the Krycklan Catchment Study. *Hydrological Processes*, 2021, vol. 35, no. 4, p. e14170.
- Gartsman B.I., Shamov V.V. Field studies of runoff formation in the Far East Region based on modern observational instruments. *Water Resources*, 2015, vol. 42, no. 6, pp. 766–775.
- Kozhevnikova N.K., Dyukarev V.N. Ecological protection properties of forest canopy in the upper zone of mountains (Southern Sikhote-Alin). *Probl. Region. Ekol.*, 2011, no. 4, pp. 30–38. In Rus.
- Boldeskul A.G., Shamov V.V., Gartsman B.I., Kozhevnikova N.K. Ionic composition of genetic types of waters in a small river basin: stationary studies in the Central Sikhote Alin. *Tikhookean. Geol.*, 2014, vol. 33, no. 2, pp. 90–101. In Rus.
- Perelman A.I., Kasimov N.S. *Geokhimiya landshafta* [Landscape Geochemistry]. Moscow. Astreya Publ., 2000. 768 p.
- Arzhanova V.S., Elpatyevskii P.V. *Geokhimiya, funktsionirovanie i dinamika gornykh geosistem Sikhote-Alinya (yug Dalnego Vostoka Rossii)* [Mountain Geosystems: geochemistry, functioning and dynamics (Sikhote-Aline Mountains, Southern Russian Far East)]. Vladivostok, Dalnauka Publ., 2005. 247 p.
- Bugaets A.N., Pshenichnikova N.F., Tereshkina A.A., Lupakov S.Y., Gartsman B.I., Shamov V.V., Gonchukov L.V., Krasnopeyev S.M., Golodnaya O.M., Kozhevnikova N.K. Digital soil mapping for hydrological modeling by the example of experimental catchments in the south of Primorsky krai. *Eurasian Soil Science*, 2021, vol. 54, no. 9, pp. 1375–1384.
- Chudaeva V.A., Chudaev O.V. Specific features of chemical composition of the water and suspended matter of Primorye rivers (Far East Russia). *Tikhookean. Geol.*, 2011, vol. 30, no. 2, pp. 104–122. In Rus.
- Pokrovsky O.S., Schott J. Iron colloids/organic matter associated transport of major and trace elements in small boreal rivers and their estuaries (NW Russia). *Chem. Geol.*, 2002, vol. 190, no. 1–4, pp. 141–179.
- Shulkin V.M. Rol krupnykh kolloidov v khimicheskom sostave rechnykh vod (na primere rek yuga Dalnego Vostoka RF) [Large colloids in the chemical composition of rivers (rivers of the Russian Far East as example)]. *XVI Soveshchanie geografov Sibiri i Dalnego Vostoka* [XVI Meeting of Geographers of Siberia and the Far East]. Vladivostok, Pacific Geographical Institute Publ., 2021. pp. 105–108.
- Gaillardet J., Viers J., Dupré B. Trace elements in river waters. *Treatise on Geochemistry*. Oxford, Elsevier, 2014. pp. 195–235.
- Gordeev V.V. *Rechnoy stok v okean i cherty ego geokhimii* [River runoff into the ocean and its geochemistry features]. Moscow, Nauka Publ., 1983. 160 p.
- Kozhevnikova N.K., Lutsenko T.N., Shamov V.V. Formation factors of the water chemical composition in small rivers of Southern Sikhote-Alin mountains. *Vladimir Ya. Levanidov Biennial Memorial Meetings*, 2017, Iss. 7, pp. 76–84. In Rus.
- Gubareva T.S., Gartsman B.I., Shamov V.V., Lutsenko T.N., Boldeskul A.G., Kozhevnikova N.K., Lupakov S.Yu. Runoff components of small catchments in Sikhote-Alin: summarizing the results of field measurements and tracer modeling. *Izvestiya Rossiiskoy akademii nauk. Seriya geograficheskaya*, 2019, Iss. 6, pp. 126–140. In Rus.
- Lutsenko T.N., Kozhevnikova N.K., Boldeskul A.G., Shamov V.V. Kontsentratsiya i eksport rastvorennoogo organicheskogo ugleroda v landshaftakh basseyna Verkhney Ussuri [Concentrations and export of dissolved organic carbon in the landscapes of the upper Ussuri river basin]. *XVI Soveshchanie geografov Sibiri i Dalnego Vostoka* [XVI Meeting of Geographers of Siberia and the Far East]. Vladivostok, Pacific Geographical Institute Publ., 2021. pp. 150–152.
- Pokrovsky O.S., Dupre B., Schott J. Fe–Al–organic colloids control of trace elements in peat soil solutions results of ultrafiltration and dialysis. *Aquatic Geochemistry*, 2005, vol. 11, no. 3, pp. 241–278.
- Shulkin V.M., Bogdanova N.N., Kiselev V.I. Metals in the River Waters of Primorye. *Geochem. Intern.*, 2007, no. 1, pp. 70–79.
- Shesterkin V.P. Hydro/chemistry of the «Tumnninskiy» nature reserve rivers. *Vodnoe Khozaystvo Rossii*, 2018, no. 3, pp. 4–15. In Rus.
- Savenko A.V., Savenko V.S., Pokrovsky O.S. New data on the concentrations of dissolved trace elements in waters of Russian Arctic rivers. *Doklady Earth Sciences*, 2020, vol. 491, no. 2, pp. 257–263.
- Even E., Masuda H., Shibata T., Nojima A., Sakamoto Y., Mura-saki Y., Chiba H. Geochemical distribution and fate of arsenic in water and sediments of rivers from the Hokusetu area, Japan. *Journal of Hydrology*, 2017, vol. 9, pp. 34–47.
- Viers J., Dupre' B., Polve' M., Schott J., Dandurand J.-L., Braun J.-J. Chemical weathering in the drainage basin of a tropical watershed (Nsimi-Zoetele site, Cameroon) comparison between organic-poor and organic-rich waters. *Chemical Geology*, 1997, vol. 140, pp. 181–206.
- Shesterkina N.M., Shesterkin V.P., Talovskaya V.S., Ri T.D. Space and time variations of the concentrations of dissolved forms of microelements in Amur river water. *Water Resources*, 2020, vol. 478, no. 4, pp. 629–640.
- Wällstedt T., Borg H., Björkvald L., Mörth C.-M., Laudon H. Landscape control on the hydrogeochemistry of As, Co and Pb in a boreal stream network. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2017, vol. 211, pp. 194–213.
- Björkvald L., Buffam I., Laudon H., Mörth C.-M. Hydrogeochemistry of Fe and Mn in small boreal catchments: The role of seasonality, landscape type and scale. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2008, vol. 72, pp. 2789–2804.
- Linnik P.N., Nabivanets B.I. *Formy migratsii metallov v presnykh poverkhnostnykh vodakh* [Metal migration forms in fresh surface waters]. Leningrad. Gidrometeoizdat Publ., 1986. 270 p.
- Levshina S.I. Iron distribution in surface waters in the middle and lower Amur basin. *Water Resources*, 2012, vol. 39, no. 4, pp. 375–383.
- Shamov V.V., Boldeskul A.G., Lutsenko T.N., Gubareva T.S., Lupakov S.Yu., Gartsman B.I., Kozhevnikova N.K., Yurchenko S.G., Kasurov D.A. Dinamika rastvorennykh veshchestv v malykh rekakh yuzhnogo Sikhote-Alinya v protsesse razvitiya ekstremalnykh dozhdovykh pavodkov [Dissolved solids dynamics in small mountain rivers in south Sikhote-Alin during extreme rain floods]. *XVI Soveshchanie geografov Sibiri i Dalnego Vostoka* [XVI Meeting of Geographers of Siberia and the Far East]. Vladivostok, Pacific Geographical Institute Publ., 2021. pp. 98–101.
- Puzanov A.V., Baboshkina S.V., Gorbachev I.V. Concentration and distribution of major macro- and microelements in surface waters in the Altai. *Water Resources*, 2015, vol. 42, no. 3, pp. 340–351.
- Herndon E.M., Jin L., Andrews D.M., Eissenstat D.M., Brantley S.L. Importance of vegetation for manganese cycling in temperate forested watersheds. *Global Biogeochemical Cycles*, 2015, vol. 29, no. 2, pp. 160–174.
- Levshina S.I. Distribution of manganese in the surface waters of the Middle and Lower Amur Region. *Tikhookean. Geol.*, 2012, vol. 21, no. 4, pp. 113–119. In Rus.
- Maitat O., Boudot J., Merlet D., Rouillet J. Aluminium chemistry in two contrasted acid forest soils and headwater streams impacted by acid deposition, Vosges mountains, N.E. France. *Water Air Soil Pollut.*, 2000, vol. 117, no. 1–4, pp. 217–243.
- Köhler S.J., Lidman F., Laudon H. Landscape types and pH control organic matter mediated mobilization of Al, Fe, U and La in boreal catchments. *Geochim. Cosmochim. Ac.*, 2014, vol. 135, pp. 190–202.
- Tolpeshta I.I. Aluminum compounds in surface waters and soils of different southern taiga ecosystems in the upper part of the Mezha R. *Water Resources*, 2012, vol. 39, no. 1, pp. 125–135.
- Lidman F., Laudon H., Taberman I., Köhler S. Eu anomalies in soils and soil water from a boreal hillslope transect – a tracer for Holocene lanthanide transport? *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2019, vol. 267, pp. 147–163.

38. Kharitonova V.A., Vakh E.A. Rare earth elements in surface waters of Priamurye. Features of accumulation and fractionation. *Tomsk State Univ. Journal*, 2015, no. 396, pp. 232–244. In Rus.
39. Andersson K., Dahlqvist R., Turner D., Stolpe B., Larsson T., Ingrid J., Andersson P. Colloidal rare earth elements in a boreal river: changing sources and distributions during the spring flood. *Geochem. Cosmochim. Acta*, 2006, vol. 70, pp. 3261–3274.
40. Vakh E.A., Pavlova G.Yu., Mikhaylik T.A., Tishchenko P.Ya., Semkin P.Yu. Basic salt composition and rare earth elements as indicators of ecological state of the rivers of southern Primorye. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 1, pp. 39–49. In Rus.

Received: 9 June 2022.

Information about the authors

Nadezhda K. Kozhevnikova, Cand. Sc., researcher, Federal Scientific Center for Biodiversity FEB RAS.

Anna G. Boldeskul, Cand. Sc., senior researcher, Pacific Geographical Institute of Far Eastern Branch of RAS.

Tatyana N. Lutsenko, Cand. Sc., senior researcher, Pacific Geographical Institute of Far Eastern Branch of RAS.

Vladimir V. Shamov, Dr. Sc., principal researcher, Pacific Geographical Institute of Far Eastern Branch of RAS.

Evgeniy V. Elovskiy, researcher, Far Eastern Geological Institute of Far Eastern Branch of RAS.

Dmitriy A. Kasurov, postgraduate, Institute for Water and Environmental Problems SB RAS.

УДК 537.868

РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ДЕГИДРАТОРА ДЛЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Максудов Денис Вилевич¹,
maksudov.dv@ugatu.su

Янгиров Ильгиз Флюсович¹,
yangirov@yandex.ru

Хазиева Регина Тагировна²,
khazievart@mail.ru

Хакимьянов Марат Ильгизович²,
hakimyanovmi@gmail.com

¹ Уфимский государственный авиационный технический университет,
Россия, 450008, г. Уфа, ул. Карла Маркса, 12.

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

Актуальность. Добываемая нефть большинства месторождений нашей страны имеет значительную обводненность. Содержание воды в нефти достигает 98–99 %. Перекачка нефти с водой по промышленным трубопроводам очень неэкономична. Поэтому нефтяная промышленность испытывает потребность в установках для отделения воды (дегидрататорах). Существует несколько способов дегидратации: химические, механические, термические и электрические методы. Все эти методы имеют свои достоинства и недостатки. В статье предлагается электромагнитный дегидрататор, в котором используется совместное воздействие электрического и магнитного полей. Авторами предложена оригинальная конструкция магнитоэлектродегидрататора, предназначенного для эксплуатации в нефтяной промышленности в целях обезвоживания и обессоливания нефти. В данном устройстве электрическое поле создается системой электродов, а пульсирующее магнитное поле – однофазной обмоткой. Под воздействием электрического поля заряженные частицы воды начинают двигаться к противоположно заряженному электроду, при этом разноименно заряженные капли движутся навстречу друг другу. Обмотка создает пульсирующее магнитное поле, которое индуцирует в каплях воды вихревые токи и взаимодействует с магнитными полями, создаваемыми этими токами. Совместное воздействие электрического и магнитного полей увеличивает частоту столкновений капель, что приводит к их слиянию и увеличению размера. Вследствие этого капли быстрее осаждаются под действием силы тяжести, что позволяет увеличить производительность дегидрататора.

Цель: разработать конструкцию магнитоэлектродегидрататора и провести исследование его характеристик; построить математическую модель процессов разделения воды и нефти и получить графики зависимостей; сформулировать требования к источникам питания для электромагнитных дегидрататоров.

Объекты: установки подготовки нефти, дегидрататоры для разделения водонефтяных эмульсий, установки с электромагнитным воздействием.

Методы: теория электрического поля, теория магнитного поля, математическое моделирование, программа для математических и инженерных вычислений Mathcad.

Результаты. Предложена конструкция магнитоэлектродегидрататора, математическая модель процессов разделения воды и нефти. Получены графики зависимостей магнитной индукции от частоты и производительности дегидрататора. Построена зависимость времени между столкновениями капель от частоты магнитного поля. Сформулированы требования к источнику питания для электромагнитного дегидрататора.

Ключевые слова:

Водоотделение, дегидрататор, промышленная подготовка нефти, электромагнитное воздействие, математическая модель, водонефтяная эмульсия.

Введение

Основная часть добываемого в России углеводородного сырья откачивается из скважин механизированным способом, главным образом при помощи погружных электроцентробежных насосов [1]. При механизированной эксплуатации скважин одной из основных проблем является сокращение энергозатрат, обусловленных глубиной залегания, высокой вязкостью и обводненностью продукции и другими факторами [2].

Продукция скважин большинства месторождений нашей страны имеет очень высокую степень обводненности – иногда доходящую до 98–99 % [3–5]. В среднем обводненность российской нефти составляет 84 %, тогда как средняя обводненность добываемой нефти в мире – 75 %. Это означает, что в России добывается воды в пять раз больше, чем нефти. Если снизить содержание воды на 10 %, то уменьшение отбора воды составит один миллиард тонн в год [6].

Большое содержание воды в добываемой нефти вызвано тем, что месторождения находятся на позд-

них стадиях эксплуатации и сильно истощены, и для интенсификации добычи используют заводнение пластов, для чего приходится закачивать много воды. Часто к увеличению обводненности приводят операции гидроразрыва пласта [7]. Следствием высокой обводненности скважин являются высокие затраты энергии на внутрипромысловую перекачку продукции, если технологическая схема промысла предусматривает трубопроводный транспорт продукции скважин вместе с водой до удаленных пунктов подготовки нефти.

С целью сокращения потерь необходимо производить отделение воды непосредственно в местах добычи. Отделенная вода повторно используется в системе поддержания пластового давления для закачки в пласт.

Однако отделение нефти от воды (или дегидрация) является достаточно сложной задачей. Вода может содержаться в водонефтяной жидкости как в виде смеси, так и в виде эмульсии. В первом случае отделение может быть произведено достаточно просто – методом отстаивания. Во втором случае требуется проведение достаточно сложных операций с целью разрушения водонефтяных эмульсий.

Методы дегидрации нефти

Существует несколько методов дегидрации нефти, среди которых можно выделить механические, химические, тепловые и электрические, а также их сочетания (рис. 1).

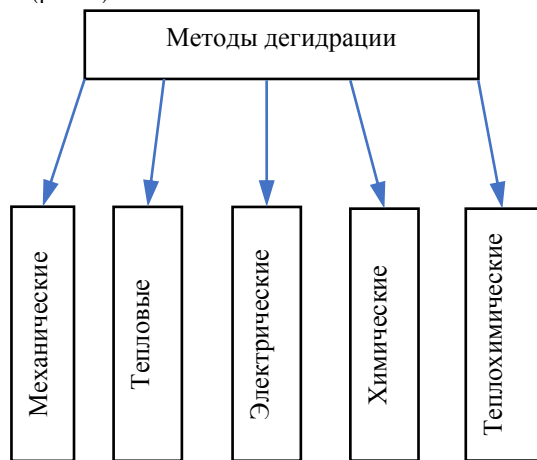


Рис. 1. Методы дегидрации

Fig. 1. Dehydration methods

К механическим методам относятся: отстаивание, фильтрация и центрифугирование. Достоинством механических методов является отсутствие необходимости использовать дополнительные химические вещества (деэмульгаторы, катализаторы), которые будут также воздействовать на окружающую среду. Недостаток – это длительное время отстаивания, затраты энергии на центрифугирование, необходимость периодической очистки и замены фильтров. Для предварительного сброса воды наиболее широко используются трубные водоотделители, размещаемые в непосредственной близости от кустов нефтедобывающих скважин [8].

Также на промыслах часто устанавливаются вертикальные дегидрататоры – подогреватели для отстаивания продукции скважин. Такие дегидрататоры – подогреватели – выполняются в виде вертикальных емкостей, в нижней части которых вмонтированы системы подогрева.

Широко применяются теплохимические методы, сочетающие в себе нагрев и воздействие химических реагентов.

На нефтяных промыслах используются горизонтальные и сферические электродегидрататоры, в которых жидкость нагревается до температуры около 100 °С и подвергается воздействию высокого давления и электрического поля. В некоторых электродегидрататорах одновременно осуществляется воздействие постоянного и переменного токов [9].

Недостатками применяемых методов дегидрации являются: невысокая степень водоотделения при использовании какого-то одного метода, относительно высокие затраты энергии на нагрев, создание высокого давления и электростатического поля, причиняемый окружающий среде вред от химических реагентов.

Процесс дегидрации водонефтяной эмульсии в скрещенных электрическом и магнитном полях

Воздействие электрического поля в электродегидрататоре увеличивает интенсивность движения водяных капель в водонефтяной эмульсии, что приводит к возрастанию частоты их столкновений и, как следствие, к росту размеров капель вследствие их взаимных сливаний. В соответствии с законом Стокса капли большего размера осаждаются с большей скоростью, пропорциональной их диаметру, что позволяет повысить производительность дегидрататора [10–15].

Однако электрический метод дегидрации водонефтяной эмульсии имеет определенные ограничения. Скорость роста капель увеличивается с ростом напряженности электрического поля E . В то же время, если напряженность E становится достаточно большой, может произойти разрушение водяной капли. Это объясняется тем, что частицы воды поляризуются. Если воздействовать на воду электрическим полем, создаваемым внешним источником, то молекулы воды будут ориентироваться определенным образом. Атомы кислорода будут ориентироваться в сторону положительного электрода, а атомы водорода – в сторону отрицательного.

Критическое значение напряженности, при котором происходит разрушение капли, может быть определено по формуле

$$E_{кр} = A \sqrt{\frac{\sigma}{2\epsilon r}}, \quad (1)$$

где A – коэффициент, характеризующий свойства эмульсии; ϵ – диэлектрическая проницаемость нефти; r – радиус капли; σ – значение силы поверхностного натяжения на границе раздела вода–нефть (0,02 Н/м).

Также следует отметить, что большое значение напряженности электрического поля способно вы-

звать возникновение пробоя эмульсии, располагающейся между электродами, вдоль цепочки водяных капель.

Ввиду указанных ограничений электрического метода для увеличения производительности дегидрататора водонефтяная эмульсия может быть помещена в скрещенные электрическое и магнитное поля, совместное воздействие которых на движение водяных капель рассмотрено ниже.

Воздействие электрического поля на движение водяных капель обусловлено наличием у них электрического заряда. Абсорбция ионов из окружающей нефти вызывает приобретение электрического заряда каплями воды. Система «вода–нефть» со временем теряет электрическую нейтральность, так как часть зарядов уносится из-за различных факторов, таких как сила тяжести, развиваемый насосом напор и других. Появляется избыточный заряд воды, положительный либо отрицательный.

В емкости дегидрататора происходят столкновения частиц воды с электродами, благодаря чему частицы воды также приобретают электрический заряд. Электрическое поле заставляет частицы воды перемещаться к электроду, имеющему противоположный заряд.

Если водонефтяную эмульсию подвергать воздействию пульсирующего магнитного поля, то в каплях воды будет происходить индуцирование вихревых токов, направление которых будет противодействовать изменению магнитного поля индуктора. Происходит отталкивание магнитного поля вихревого тока от внешнего магнитного поля индуктора, это взаимодействие приводит к возникновению дополнительной силы $F_{\text{мар}}$, воз-

действующей на движение водяной капли, которая может быть определена по следующей формуле

$$d\vec{F}_{\text{мар}} = \vec{B} \times \vec{j}dV, \quad (2)$$

где B – магнитная индукция; dV – элемент объема капли; j – плотность вихревого тока.

Магнитоэлектродегидрататор

Для осуществления процесса дегидрации в скрещенных электрическом и магнитном полях была предложена оригинальная конструкция магнитоэлектродегидрататора [16]. Данная конструкция предназначена для использования в нефтегазовой отрасли для отделения из нефти воды и соли.

Устройство магнитоэлектродегидрататора показано на рис. 2. Дегидрация происходит внутри корпуса – 1, имеющего цилиндрическую форму. Водонефтяная эмульсия поступает в емкость дегидрататора по трубе для подачи водонефтяной эмульсии – 2 в коллектор – 6. Обезвоженная нефть собирается и удаляется через коллектор – 7 и трубку – 8. Для отведения воды используется трубки – 4. Электрическое поле и пульсирующее магнитное поле внутри корпуса – 1 создаются, соответственно, системой электродов – 5, и однофазной обмоткой – 3.

Капли воды имеют электрический заряд, приобретенный либо вследствие поглощения ионов из окружающей нефти еще до попадания в дегидрататор, либо по причине столкновения капель с электродами – 5. Электрическое поле заставляет заряженные частицы воды перемещаться в сторону электрода, имеющего противоположный заряд (при этом разноименно заряженные капли двигаются навстречу друг другу).

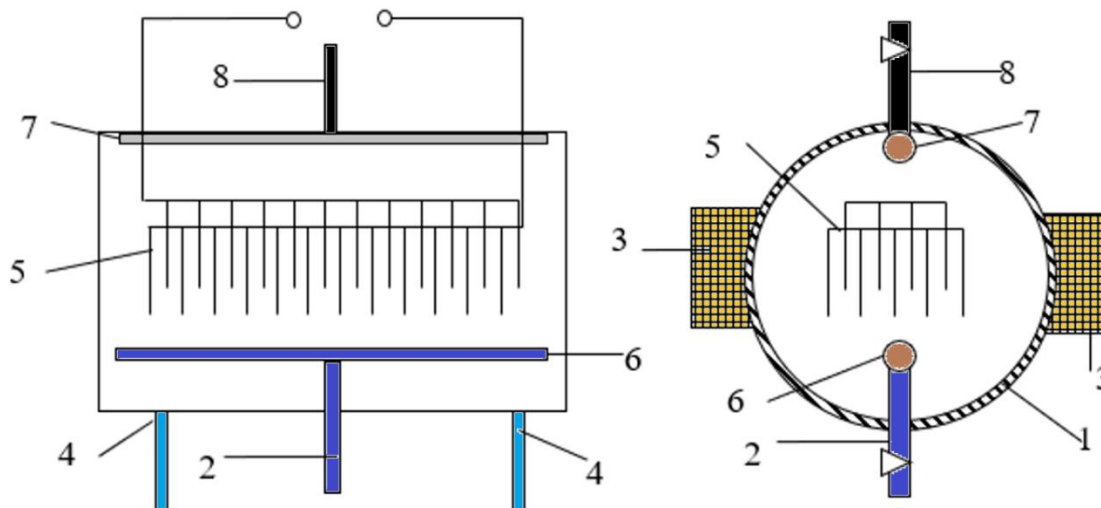


Рис. 2. Устройство магнитоэлектродегидрататора: 1 – корпус магнитоэлектродегидрататора; 2 – труба для подачи водонефтяной эмульсии; 3 – катушка для создания магнитного поля; 4 – труба для вывода воды; 5 – электроды для создания электрического поля; 6 – коллектор для подачи водонефтяной эмульсии; 7 – нефтяной коллектор; 8 – труба для вывода обезвоженной нефти

Fig. 2. Magnetoelectrodehydrator: 1 – housing; 2 – tube for introducing water-oil emulsion; 3 – AC winding; 4 – water drainage pipe; 5 – electrodes; 6 – water-oil emulsion input manifold; 7 – oil collector; 8 – dry oil outlet pipe

В то же время воздействие пульсирующего магнитного поля, создаваемого обмоткой – 3, индуцирует в каплях воды вихревые токи. Магнитные поля вих-

ревых токов отталкиваются от магнитного поля индуктора, вследствие чего капли воды перемещаются в сторону плоскости, которая равномерно удалена от

обоих полюсов катушки. Данный процесс приводит к росту концентрации водяных капель в этой области, и, следовательно, увеличивается частота столкновений капель, вызывающих их слияние. Таким образом, размер капель увеличивается и в дальнейшем, и они быстрее осаждаются под действием силы тяжести, что позволяет увеличить производительность дегидрататора.

Разработка математической модели, описывающей процессы в магнитоэлектродегидрататоре

Для разработки любой математической модели необходимо принять ряд допущений. Для создания данной модели приняты следующие допущения [17–20]:

- 1) магнитное поле в корпусе магнитоэлектродегидрататора (МЭДГ) является плоскопараллельным;
- 2) магнитная индукция первичного магнитного поля, возникающая в рабочем зазоре, задается только основной пространственной гармоникой и не может изменяться вдоль объёма МЭДГ;
- 3) капли воды равномерно распределены в объеме водонефтяной эмульсии и имеют сферическую форму, а электропроводность нефтяной среды, разделяющей капли, равна нулю (т. е. под действием магнитного поля токи индуцируются только в водной фазе);
- 4) на движение капли не оказывают существенного влияния поля, создаваемые другими каплями;
- 5) капля относительно мала, инерцией происходящих в ней тепловых процессов можно пренебречь; нагрев капли, обусловленный возбуждением в ней вихревых токов, приводит к равномерному изменению температуры внутри ее объема;
- 6) указанное изменение температуры в каплях незначительно и не оказывает существенного влияния на температуру водонефтяной эмульсии в целом; в больших масштабах (намного превосходящих размер капли) распределение температуры в эмульсии равномерно и конвекционные процессы не происходят;
- 7) на границе раздела сред не происходит массообменных (диффузных) процессов.

Производительность дегидрататора Q определяется скоростью осаждения водяных капель и габаритами устройства в соответствии с равенством:

$$Q \leq \frac{V_0 S}{2}, \quad (3)$$

где V_0 – скорость осаждения капель воды; R – радиус корпуса МЭДГ; L – длина вдоль горизонтальной оси; $S=LR$ – площадь сечения дегидрататора.

На сферическую водяную каплю воздействуют силы Архимеда F_a , сила тяжести F_T , и силы трения $F_{тр}=6\pi r \nu \rho_n V$, баланс которых определяется уравнением

$$g \rho_b \frac{4\pi r^3}{3} = g \rho_n \frac{4\pi r^3}{3} + 6\pi r \nu \rho_n V_0, \quad (4)$$

где r – радиус капли; ν – значение кинематической вязкости для нефти; ρ_b – значение плотности воды; ρ_n – значение плотности нефти; g – ускорение свободного падения.

Из выражения (4) скорость осаждения капли составляет

$$V_0 = \frac{d^2 g (\rho_b - \rho_n)}{18 \rho_n \nu}, \quad (5)$$

где d – диаметр водяной капли.

Из выражений (3) и (5) следует, что производительность дегидрататора Q прямо пропорциональна диаметру капель в квадрате. Чтобы увеличить размеры капель может быть использовано воздействие электрического поля, которое увеличивает частоту их столкновений и слияний.

Сила воздействия электрического поля на водяную каплю

$$F_{эл} = qE = \frac{qU}{l}, \quad (6)$$

где $q = \pi \epsilon \epsilon_0 d^2 E$ – заряд водяной капли; $E = \frac{U}{l}$ – значение напряженности электрического поля; U, l – напряжение и расстояние между электродами.

Под воздействием силы $F_{эл}$, определяемой по выражению (6), капля движется в направлении электрода, имеющего противоположный заряд, при этом скорость этого движения $V_{эл}$ определяется из уравнения баланса, в которое также входят сила инерции и сила трения

$$m \frac{dV}{dt} + 3\pi d \nu \rho_n = F_{эл} = Eq, \quad (7)$$

где $m = \frac{\pi d^3 \rho_b}{6}$ – масса капли.

Решение уравнения (7) позволяет найти зависимость скорости движения капли под действием электрического поля от времени $V_{эл}(0)=0$ имеет вид

$$V_{эл}(t) = \frac{F_{эл}}{\alpha} \left(1 - \exp\left(\frac{-\alpha t}{m}\right) \right), \quad (8)$$

где $\alpha = 3\pi d \nu \rho_n$.

Необходимо учитывать, что в соответствии с (1) значение напряженности электрического поля E должно быть не выше значения, являющегося критическим

$$E < E_{кр} = A \sqrt{\frac{\sigma}{\epsilon d}}, \quad (9)$$

где d – диаметр капли; A – коэффициент, характеризующий свойства эмульсии; σ – значение силы поверхностного натяжения водяной капли; ϵ – диэлектрическая проницаемость нефти.

Выполнение условия (9) накладывает ограничение и на скорость движения капли под действием электрического поля

$$V_{эл}(t) < \frac{q}{\alpha} \times \sqrt{\frac{\sigma}{\epsilon d^3}} \left(1 - \exp\left(\frac{-\alpha t}{m}\right) \right). \quad (10)$$

Частота столкновений капель воды, приводящих к слиянию, зависит не только от скорости их движения $V_{эл}$, которая должна удовлетворять условию (10), но и от соотношения между средним диаметром капель $d_{ср}$

и средним расстоянием между ними l_{cp} . Данное соотношение находится с использованием выражения:

$$\frac{d_{cp}}{l_{cp}} = \sqrt[3]{\frac{6\nu}{\pi}}, \quad (11)$$

где ν – объемная доля воды в водонефтяной эмульсии.

С учетом (11) средняя длина пути капли, который она проходит до столкновения с некой другой каплей,

$$l_{cp} \left(\frac{l_{cp}}{d_{cp}} \right)^2 = d_{cp} \frac{\pi}{6\nu}. \quad (12)$$

С другой стороны, данный путь может быть определен как интеграл от скорости капли по времени ее перемещения. С учетом (8) данный интеграл

$$\int_0^{T_{cp}} V_{эл}(t) dt = F_{эл} \left(\frac{T_{cp}}{\alpha} + \frac{m}{\alpha^2} \left(\exp\left(\frac{-\alpha T_{cp}}{m}\right) - 1 \right) \right). \quad (13)$$

С учетом (12) и (13) можно записать уравнение

$$d_{cp} \frac{6\nu}{\pi} = F_{эл} \left(\frac{T_{cp}}{\alpha} + \frac{m}{\alpha^2} \left(\exp\left(\frac{\alpha T_{cp}}{m}\right) - 1 \right) \right), \quad (14)$$

с помощью которого может быть найдено значение среднего интервала времени T_{cp} , который проходит между столкновениями водяных капель. Для увеличения частоты этих столкновений в рассматриваемой конструкции дегидрататора наряду с электрическим полем применяется также пульсирующее магнитное поле.

С учетом принятых допущений плотность тока, индуцируемого в водяных каплях, находится с использованием выражения

$$j = \frac{B\omega\pi d}{4\rho}, \quad (15)$$

где B – магнитная индукция; d – диаметр водяной капли; $\omega=2\pi f$ циклическая частота пульсирующего магнитного поля; ρ – удельное электрическое сопротивление воды.

Согласно выражениям (2) и (15) значение силы, которая воздействует на объем водяной капли в водонефтяной эмульсии со стороны магнитного поля, находится по формуле:

$$F_{маг} = \frac{Bj\pi d^3}{6} = \frac{B^2\omega\pi^2 d^4}{24\rho}. \quad (16)$$

Под воздействием силы $F_{маг}$, определяемой по выражению (16), происходит движение водяных капель в сторону пространства, расположенного между полюсами катушки, где и находятся два электрода, что увеличивает концентрацию капель в этой области и способствует их столкновениям и росту. В то же время необходимо, чтобы сила $F_{маг}$ достигала таких значений, чтобы под ее воздействием капля могла бы переместиться в данную область пространства за промежуток времени, в течение которого водонефтяная эмульсия перемещается вверх между полюсами катушки, имеющими ширину h :

$$F_{маг} \geq \beta = \frac{Q\alpha}{hL}. \quad (17)$$

При этом необходимо также учитывать фактор нагрева водяной капли в результате действия индуцированных в ней вихревых токов. Изменение температуры капли описывается уравнением

$$\frac{dT}{dt} = \frac{P - T\gamma S}{mC}, \quad (18)$$

где T – температура капли относительно температуры окружающей нефти; t – время пребывания капли в магнитном поле; P – мощность тепловых потерь, обусловленных токами, индуцированными в капле; S – площадь поверхности капли; m – масса капли; C – теплоемкость воды; γ – коэффициент теплоотдачи на границе раздела сред вода–нефть.

Решение уравнения (18) при условии $T(0)=0$ дает следующую зависимость температуры водяной капли от времени пребывания в магнитном поле

$$T(t) = \frac{P}{\gamma S} \left(1 - \exp\left(\frac{-\gamma S t}{mC}\right) \right). \quad (19)$$

Для оценки верхнего предела нагрева капли под действием вихревых токов рассмотрен случай, когда капля достаточно мала и теплообмен с окружающей средой осуществляется только путем теплопроводности. В таком случае коэффициент теплоотдачи можно

оценить, используя выражение $\gamma = \frac{\lambda}{d}$, где λ – теплопроводность нефти; d – диаметр капли. Таким образом, при $\lambda=0,14$ Вт/(м·К) и усредненном размере капли $d_{cp}=0,001$ м коэффициент теплоотдачи $\gamma=140$ Вт/(м²·К).

На рис. 3 показаны кривые минимальных значений магнитной индукции B в зависимости от частоты f и производительности Q дегидрататора, при которых будет выполняться условие (17). При указанных значениях B расчеты, произведенные на основании (19), показывают незначительный нагрев капли ($\Delta T < 1$ К).

Кривые, представленные на рис. 3, получены для следующего набора параметров: длина дегидрататора $L=16,4$ м; радиус $R=1,7$ м; вязкость нефти $\nu=2,9 \cdot 10^{-6}$ м²/с; удельное электрическое сопротивление воды в капле $\rho=0,01$ Ом·м; плотность воды $\rho_в=1000$ кг/м³; плотность нефти $\rho_н=800$ кг/м³; усредненный диаметр капли $d_{cp}=0,001$ м; кривые, представленные на графике, рассчитаны для случаев производительности 100; 150; 200 м³/ч.

В случае воздействия скрещенных электрического и магнитного полей уравнение (14) преобразуется к виду

$$d_{cp} \frac{6\nu}{\pi} = F_{эм} \left(\frac{T_{cp}}{\alpha} + \frac{m}{\alpha^2} \left(\exp\left(\frac{\alpha T_{cp}}{m}\right) - 1 \right) \right), \quad (20)$$

где $F_{эм} = \sqrt{F_{эл}^2 + F_{маг}^2}$.

На рис. 4 показан график уменьшения среднего времени между столкновениями T_{cp} водяных капель для предложенной конструкции электромагнитного дегидрататора и частоты f магнитного поля, создаваемого индуктором. Данный график получен в результате решения уравнения (20) при различных значениях f . Для расчетов, представленных на рис. 4, исполь-

зованы следующие значения параметров: индукция магнитного поля $B=0,052$ Тл; напряженность электрического поля 50 кВ/м; объемная доля воды в эмульсии $v_0=1$ %. Значения прочих параметров такие же, как и в случае расчетов к рис. 3.

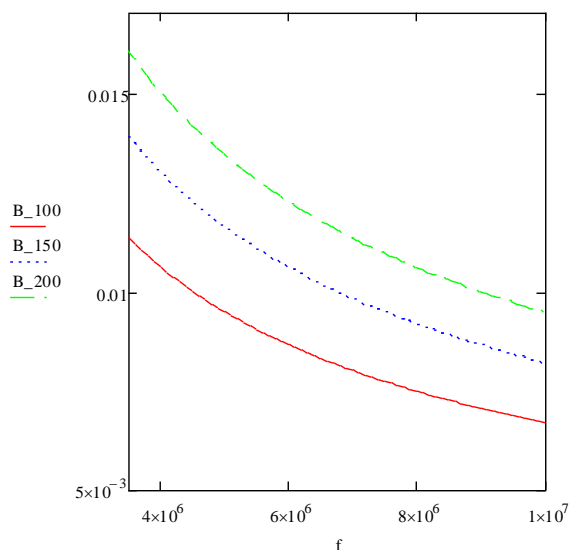


Рис. 3. Графики значений магнитной индукции B (Тл) в зависимости от частоты питающего тока f (Гц), при которых будет выполняться условие $F_{max}=\beta$: результаты математического моделирования при $L=16,4$ м и $R=1,7$ м, производительности 100; 150; 200 м³/час

Fig. 3. Dependence of the magnetic induction B (T), necessary to fulfill the condition, on the frequency f (Hz): results of numerical simulation at $L=16,4$ m and $R=1,7$ m and productivity 100; 150; 200 m³/hour

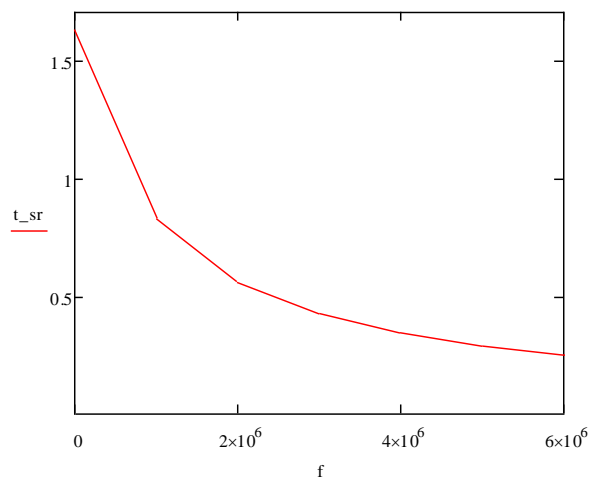


Рис. 4. Зависимость уменьшения среднего значения времени между столкновениями водяных капель t_{cp} , с, от частоты магнитного поля f , Гц: результаты численного моделирования при напряженности электрического поля $E=50$ кВ/м, объемной доле воды в эмульсии $v_0=1$ %

Fig. 4. Reduction of the average time between collisions of drops t_{av} , s, depending on the frequency of the magnetic field f , Hz: results of numerical simulation at an electric field strength $E=50$ kV/m, the volume fraction of water in the emulsion $v_0=1$ %

Требования к источнику питания для электромагнитного дегидратора

Области применения индуктивно-емкостных преобразователей (ИЕП) в источниках питания достаточно обширны, так как почти в каждой области электроэнергетики и электротехники имеются задачи, эффективное решение которых возможно при помощи систем стабилизированного тока (ССТ) [21, 22].

Известны различные схмотехнические решения ИЕП на дискретных и гибридных электромагнитных элементах (ЭМЭ). Системы на основе дискретных элементов имеют ряд существенных недостатков. ИЕП на основе гибридных ЭМЭ – многофункциональных интегрированных электромагнитных компонентов – позволяет устранить эти недостатки [23–25].

Актуальность, перспективность и технико-экономическая эффективность развития ИЕП подтверждаются практическими реализациями и научными исследованиями. Патентные исследования позволили выбрать схему для будущего исследования ИЕП на основе МИЭК с улучшенными массогабаритными и энергетическими параметрами [26, 27].

К параметрам ИЕП, по которому выбиралась схема для исследования, относятся:

- коэффициент мощности и КПД;
- коэффициент усиления по напряжению;
- относительные отклонения выходного тока;
- добротность колебательного контура;
- коэффициент стабилизации по току;
- удельные габариты и масса.
- входное и переходное сопротивления;
- переходная проводимость.

Из вышеперечисленных параметров определяем основные требования, которые нужно учитывать при исследовании индуктивно-емкостного преобразователя:

- высокая надёжность за счёт малого количества элементов;
- малые массогабаритные показатели;
- высокий коэффициент полезного действия (0,98–1) и мощности;
- компенсация реактивной мощности;
- стабилизация высоких значений тока;
- высокие показатели коэффициента увеличения напряжения;
- широкий диапазон стабилизации.

Для того чтоб выбранный ИЕП соответствовал большинству вышеперечисленных требований, необходимо провести исследования. Как пример можно привести ИЕП, который стабилизирует ток меньшей амплитуды, но в широком диапазоне изменения частоты [28–30].

Благодаря функциональной интеграции, которая используется в течение последних нескольких лет, источники питания уменьшают массогабаритные показатели и увеличивают функциональные возможности [31, 32]. Изучение функциональной интеграции способствовало созданию гибридных LC-контуров, что позволяет объединять в одном корпусе несколько функций благодаря различным физическим законам и эффектам.

Выводы

1. С целью сокращения потерь на трубопроводный транспорт продукции необходимо производить отделение воды от нефти непосредственно в местах добычи. Отделенная вода повторно используется в системе поддержания пластового давления для закачки в пласт.
2. Существует несколько методов дегидратации нефти, среди которых можно выделить механические, химические, тепловые и электрические, а также их сочетания. Недостатками применяемых методов дегидратации являются: невысокая степень водоотделения при использовании какого-то одного метода, относительно высокие затраты энергии на нагрев, создание высокого давления и электростатического поля, причиняемый окружающий среде вред от химических реагентов.
3. Как показал анализ, проведенный в разделе «Разработка математической модели, описывающей

процессы в магнитоэлектродегидрататоре» при значениях параметров, указанных в данном разделе, использование только электрического метода дегидратации имеет ограничения по эффективности. Также данный анализ показал, что можно повысить эффективность дегидрататора, если воздействовать на водонефтяную эмульсию скрещенными электрическим и магнитным полями. Совместное воздействие электрического и магнитного полей влияет на перемещение капель воды, что делает процесс разделения сред более динамичным.

4. Предложенная конструкция магнитоэлектрического дегидрататора позволяет осуществлять воздействие на водонефтяную эмульсию скрещенными электрическим и магнитным полями. Устройство может быть востребовано нефтяными компаниями для отделения воды и соли из продукции скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Определение параметров схемы замещения погружного электродвигателя на основании данных испытаний / С.С. Шубин, В.У. Ямалиев, А.С. Глазырин, Д.С. Буньков, С.Н. Кладиев, И.В. Раков, Е.В. Боловин, В.З. Ковалев, Р.Н. Хамитов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 1. – С. 204–214.
2. Определение погонных электротехнических параметров нефтепогружного кабеля / А.С. Глазырин, Ю.Н. Исаев, С.Н. Кладиев, А.П. Леонов, И.В. Раков, С.В. Колесников, С.В. Ланграф, А.А. Филипас, В.А. Копырин, Р.Н. Хамитов, В.З. Ковалев, А.В. Лавринович // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 186–197.
3. Высокая обводненность нефти // ОЗНА. 2022. URL: <https://ozna.ru/projects/tekhnologicheskie-vyzovy/vysokaya-obvodnenost-nefti.php> (дата обращения 18.03.2022).
4. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – № 2. – С. 14–17.
5. Велиев М.М. Прогнозирование обводненности добывающих скважин фундамента месторождения «Дракон» // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 2. – С. 15–24.
6. Барков С., Грунис Е., Хавкин А. Нефтедобыча: запасы и КИН // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2012. – № 8. – С. 30–33.
7. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Л.С. Бриллиант // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 140–147.
8. Роль ТВО в нефтедобыче // ООО «Диплайн». 2022. URL: <http://diplinegroup.ru/novosti/rol-tvo-v-neftedobyche.html> (дата обращения 18.03.2022).
9. Обезвоживание нефти. Обессоливание нефти. Электродегидрататоры. Сепараторы нефти и системы сепарации нефти // ИНТЕХ ГмбХ. 2022. URL: https://intech-gmbh.ru/oil_desalting/#processing (дата обращения 18.03.2022).
10. Tarantsev K.V., Tarantseva K.R. Influence of electric field strength on the processes of destruction and creation of water-oil emulsions during crude oil desalting // Chemical and Petroleum Engineering. – 2018. – V. 53. – № 11 – P. 703–706.
11. Noik C., Chen J., Dalmazzone C. Electrostatic demulsification on crude oil: a state-of-the-art review // International Oil & Gas Conference and Exhibition in China. – China, 2006. – V. 1. – P. 255–261.
12. Demulsification of water-in-crude oil emulsions by a continuous electrostatic dehydrator / B.Y. Kim, J.H. Moon, T.H. Sung, S.M. Yang, J.D. Kim. // Separation science and technology. – 2002. – V. 37. – № 6. – P. 1307–1320.
13. Lee C.M., Sams G.W., Wagner J.P. Power consumption measurements for AC and pulsed DC for electrostatic coalescence of water-in-oil emulsions // Journal of electrostatics. – 2001. – V. 53. – № 1. – P. 1–24.
14. Писаная Е.А., Кохан О.В. Установка комплексной подготовки нефти // Международный студенческий научный вестник. – 2016. – № 5-3. – С. 473–479.
15. Меньшов Б.Г., Суд И.И. Электрификация предприятий нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1984. – 416 с.
16. Магнитоэлектродегидрататор: пат. Рос. Федерация, № 2706316, заявл. 17.06.2019; опубл. 15.11.2019. Бюл. № 32. – 9 с.
17. Магнитоэлектрический дегидрататор нефтяной жидкости / И.Ф. Янгиров, Д.В. Максудов, Э.А. Хасанов, Х.Х. Каланов // Поволжская научная корпорация: Международная научно-практическая конференция НИЦ. – Самара, 2016. – С. 328–330.
18. Янгиров И.Ф. Магнитоёмкостные дегидрататоры // Изобретатели – машиностроению. – 2003. – № 2. – С. 30–36.
19. Исмагилов Ф.Р., Янгиров И.Ф., Максудов Д.В. Влияние электродинамических сил на характеристики преобразователя ускорений // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2014. – Т. 14. – № 3. – С. 25–32.
20. Magneto-electrodehydrator / I.K. Khajrullin, D.V. Maksudov, I.F. Yangirov, M.V. Okhotnikov // 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS). – Ufa, Russia, 2019. – P. 1–5.
21. Lv W. Research and analysis on the principle and application of crude oil electric dehydrator // AIP Conference Proceedings. – Hohhot: AIP Publishing LLC, 2019. – V. 2154. – № 1. – P. 020068.
22. Modulated AC/DC Crude Desalting Technology Application & Best Practices / R. White, S. Mulas, P. Domini, M. Lopez, F. Abusittah // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dubai: OnePetro, 2021. – P. 1–12.
23. Ultra-high frequency and Self-adaptive voltage technology for water separation from oil emulsion / D. Yang, H. Wu, H. Sun, L. He, Y. Guo // Separation and Purification Technology. – 2021. – V. 279. – P. 119732.
24. Dynamic demulsification of oil-in-water emulsions with electrocoalescence: diameter distribution of oil droplets / J. Hu, J. Chen, X. Zhang, J. Xiao, S. An, Z. Luan, B. Zhang // Separation and Purification Technology. – 2021. – V. 254. – P. 117631.
25. Coalescence behavior of aqueous drops in water-in-oil emulsions under high-frequency pulsed AC fields / W. Kang, M. Li, H. Yang, X. Kang, F. Wang, H. Jiang, B. Sarsenbekuly // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2021. – V. 93. – P. 415–422.
26. Sustainable offshore oil and gas fields development: Techno-economic feasibility analysis of wind-hydrogen-natural gas nexus / X. Zou, R. Qiu, M. Yuan, Q. Liao, Y. Yan, Y. Liang, H. Zhang // Energy Reports. – 2021. – V. 7. – P. 4470–4482.

27. Song Y., Xu Y., Wang Z. An experimental study on efficient demulsification for produced emulsion in alkaline/surfactant/polymer flooding // Journal of Energy Resources Technology. – 2022. – V. 144. – № 9. – P. 093001.
28. Mohammadi F., Mohammadi M., Nonahal B. A comprehensive electrical model for the electrostatic desalting process of crude oil // Petroleum & Coal. – 2019. – V. 61. – № 4. – P. 738–748.
29. Chen X., Wang J., Wang Y. Test and analysis of electrical conductivity for ASP flooding produced fluid // Oil-Gas Field Surface Engineering. – 2020. – V. 46. – № 2. – P. 85–93.
30. Non-coalescence behavior of neutral droplets suspended in oil under a direct current electric field / X. Huang, L. He, X. Luo, H. Yin, D. Yang // AIChE Journal. – 2019. – V. 65. – № 11. – P. e16739.
31. Effects of the particle concentration on the electro-dehydration of simulated SAGD produced ultra-heavy oil / B. Li, Z. Sun, Z. Wang, J. Wang, Z. Wang, X. Dou, H. Liu // Chemical Engineering Research and Design. – 2019. – V. 151. – P. 157–167.
32. Acceleration of Novel Technology Development for Stabilized Emulsion Treatment in EOR Applications / M.Z. Mohd Sahak, M.M. Myo Thant, S. Saadon, T. Krebs, P. Verbeek, M.R. Akdim, L. Villacorte // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi: OnePetro, 2021. – P. 1–8.

Поступила 09.06.2022 г.

Информация об авторах

Максудов Д.В., кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электромеханики Уфимского государственного авиационного технического университета.

Янгиров И.Ф., доктор технических наук, доцент, доцент кафедры электромеханики Уфимского государственного авиационного технического университета.

Хазиева Р.Т., кандидат технических наук, доцент 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 537.868

DEVELOPMENT OF ELECTROMAGNETIC DEHYDRATOR FOR FIELD OIL TREATMENT

Denis V. Maksudov¹,
maksudov.dv@ugatu.su

Ilgiz F. Yangirov¹,
yangirov@yandex.ru

Regina T. Khazieva²,
khazievart@mail.ru

Marat I. Khakimyanov²,
hakimyanovmi@gmail.com

¹ Ufa State Aviation Technical University,
12, K. Marx street, Ufa, 450008, Russia.

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

The relevance. The produced oil of most of the fields in our country has a significant water cut. The water content in oil reaches 98–99 %. Pumping oil with water through field pipelines is very uneconomical. Therefore, the oil industry is in need of water separation units (dehydrators). There are several methods of dehydration: chemical, mechanical, thermal and electrical methods. All these methods have their advantages and disadvantages. The article proposes an electromagnetic dehydrator, which uses the combined effect of electric and magnetic fields. The authors proposed an original design of a magneto-electrodehydrator. Magneto-electric dehydrator is designed for operation in the oil industry for dehydration and desalting of oil. The electric field is created by a system of electrodes. A pulsating magnetic field is created by a single-phase winding. Under the influence of an electric field, charged water particles begin to move towards an oppositely charged electrode. Oppositely charged drops move towards each other. The winding creates a pulsating magnetic field. The latter induces eddy currents in the water droplets. Droplet size increases. Droplets settle faster under the action of gravity, which allows you to increase the performance of the dehydrator.

The main aims of the research are to develop the design of a magneto-electrodehydrator; to conduct a study of its characteristics; to build a mathematical model of water and oil separation and obtain dependency graphs; to formulate requirements for power sources for electromagnetic dehydrators.

Objects: oil treatment plants, dehydrators for the separation of water-oil emulsions, plants with electromagnetic influence.

Methods: electric field theory, magnetic field theory, mathematical modeling, program for mathematical and engineering calculations Mathcad.

Results. The article proposes the design of a magneto-electrodehydrator. A mathematical model of water and oil separation is proposed. Graphs of dependences of magnetic induction on the frequency and performance of the dehydrator are obtained. The dependence of the time between droplet collisions on the frequency of the magnetic field is plotted. The article formulates the requirements for a power source for an electromagnetic dehydrator.

Key words:

Water separation, dehydrator, oil field treatment, electromagnetic effect, mathematical model, water-oil emulsion.

REFERENCES

- Shubin S.S., Yamaliev V.U., Glazyrin A.S., Bunkov D.S., Kladiev S.N., Rakov I.V., Bolovin E.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Estimation of submersible induction motor equivalent circuit parameters based on test data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 1, pp. 204–214. In Rus.
- Glazyrin A.S., Langraf S.V., Isaev Y.N., Filipas A.A., Kladiev S.N., Kopyrin V.A., Leonov A.P., Khamitov R.N., Rakov I.V., Kovalev V.Z., Kolesnikov S.V., Lavrinovich A.V. Determination of running electrical characteristics of oil submersible cable. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 186–197. In Rus.
- Vysokaya obvodnennost nefiti [High water cut]. 2022. Available at: <https://ozna.ru/projects/tehnologicheskie-vyzovy/vysokaya-obvodnyennost-nefti.php> (accessed: 18 March 2022).
- Nasyrov V.A., Shlyapnikov Yu.V., Nasyrov A.M. Obvodnennost produktivni skvazhin i vliyaniye ee na oslozhnyayushchie faktory v dobyche nefiti [Water cut of well production and its influence on complicating factors in oil production]. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 2011, no. 2, pp. 14–17.
- Veliev M.M. Prognozirovaniye obvodnennosti dobyvayushchikh skvazhin fundamenta mestorozhdeniya «Drakon» [Forecasting the water cut in the production wells of the basement of the «Drakon» field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov*, 2011, no 2, pp. 15–24.
- Barkov S., Grunis E., Khavkin A. Neftedobycha: zapasy i KIN [Oil production: reserves and oil recovery factor]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, 2012, no 8, pp. 30–33.
- Valeev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Brilliant L.S. Reasons for the increase in water cut in wells after hydraulic fracturing in heterogeneous reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 140–147. In Rus.
- Rol TVO v neftedobyche [The role of tubed water teachers in oil production]. 2022. Available at: <http://diplinegroup.ru/novosti/rol-tvo-v-neftedobyche.html> (accessed: 18 March 2022).
- Obvezozhivaniye nefiti. Obessolivaniye nefiti. Elektrodegradatory. Separatory nefiti i sistemy separatsii nefiti [Oil dehydration. Oil desalination. Electric dehydrators. Oil separators and oil separation systems]. 2022. Available at: https://intech-gmbh.ru/oil_desalting/#processing (accessed: 18 March 2022).
- Tarantsev K.V., Tarantseva K.R. Influence of electric field strength on the processes of destruction and creation of water-oil emulsions during crude oil desalting. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2018, vol. 53, no 11, pp. 703–706.

11. Noik C., Chen J., Dalmazzone C. Electrostatic demulsification on crude oil: a state-of-the-art review. *International Oil & Gas Conference and Exhibition in China*. China, 2006, vol. 1, pp. 255–261.
12. Kim B.Y., Moon J.H., Sung T.H., Yang S.M., Kim J.D. Demulsification of water-in-crude oil emulsions by a continuous electrostatic dehydrator. *Separation science and technology*, 2002, vol. 37, no 6, pp. 1307–1320.
13. Lee C.M., Sams G.W., Wagner J.P. Power consumption measurements for AC and pulsed DC for electrostatic coalescence of water-in-oil emulsions. *Journal of electrostatics*, 2001, vol. 53, no 1, pp. 1–24.
14. Pisanaya E.A., Kokhan O.V. Installation of complex oil treatment. *Mezhdunarodny studencheskiy nauchnyy vestnik*, 2016, no. 5-3, pp. 473–479. In Rus.
15. Menshov B.G., Sud I.I. *Elektrifikatsiya predpriyatiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti* [Electrification of oil and gas industry enterprises]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 416 p
16. Khairullin I.K., Yangirov I.F., Okhotnikov M.V., Maksudov D.V. *Magnitoelektrodehidrator* [Magnitoelectrodehydrator]. Patent RF, no. 2706316, 2019.
17. Yangirov I.F., Maksudov D.V., Khasanov E.A., Kalanov Kh.Kh. Magnitoelektricheskiy degidator neftyanoy zhidkosti [Magnitoelectric oil liquid dehydrator]. *Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya NITS. Povolzhskaya nauchnaya korporatsiya* [International Scientific and Practical Conference of the Research Center. Volga Scientific Corporation]. Samara, 2016. pp. 328–330.
18. Yangirov I.F. Magnitoemkostnye degidratory [Magnetic capacitance dehydrators]. *Izobretateli – mashinostroeniye*, 2003, no. 2, pp. 30–36.
19. Ismagilov F.R., Yangirov I.F., Maksudov D.V. Influence of electrodynamic forces on the characteristics of the acceleration transducer. *Bulletin of the South Ural State University. Series: Energy*, 2014, vol. 14, no. 3, pp. 25–32. In Rus.
20. Khajrullin I.K., Maksudov D.V., Yangirov I.F., Okhotnikov M.V. Magnitoelektrodehidrator. *2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS)*. Ufa, Russia, 2019. pp. 1–5.
21. Lv W. Research and analysis on the principle and application of crude oil electric dehydrator. *AIP Conference Proceedings*. Hohhot, AIP Publishing LLC, 2019, vol. 2154, no. 1, pp. 020068.
22. White R., Mulas S., Domini P., Lopez M., Abusittah F. Modulated AC/DC Crude Desalting Technology Application & Best Practices. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dubai, OnePetro, 2021. pp. 1–12.
23. Yang D., Wu H., Sun H., He L., Guo Y. Ultra-high frequency and Self-adaptive voltage technology for water separation from oil emulsion. *Separation and Purification Technology*, 2021, vol. 279, pp. 119732.
24. Hu J., Chen J., Zhang X., Xiao J., An S., Luan Z., Zhang B. Dynamic demulsification of oil-in-water emulsions with electrocoalescence: diameter distribution of oil droplets. *Separation and Purification Technology*, 2021, vol. 254, pp. 117631.
25. Kang W., Li M., Yang H., Kang X., Wang F., Jiang H., Sarsenbekuly B. Coalescence behavior of aqueous drops in water-in-oil emulsions under high-frequency pulsed AC fields. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2021, vol. 93, pp. 415–422.
26. Zou X., Qiu R., Yuan M., Liao Q., Yan Y., Liang Y., Zhang H. Sustainable offshore oil and gas fields development: Techno-economic feasibility analysis of wind–hydrogen–natural gas nexus. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 4470–4482.
27. Song Y., Xu Y., Wang Z. An experimental study on efficient demulsification for produced emulsion in alkaline/surfactant/polymer flooding. *Journal of Energy Resources Technology*, 2022, vol. 144, no. 9, pp. 093001.
28. Mohammadi F., Mohammadi M., Nonahal B. A comprehensive electrical model for the electrostatic desalting process of crude oil. *Petroleum & Coal*, 2019, vol. 61, no. 4, pp. 738–748.
29. Chen X., Wang J., Wang Y. Test and analysis of electrical conductivity for ASP flooding produced fluid. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2020, vol. 46, no. 2, pp. 85–93.
30. Huang X., He L., Luo X., Yin H., Yang D. Non-coalescence behavior of neutral droplets suspended in oil under a direct current electric field. *AIChE Journal*, 2019, vol. 65, no. 11, pp. e16739.
31. Li B., Sun Z., Wang Z., Wang J., Wang Z., Dou X., Liu H. Effects of the particle concentration on the electro-dehydration of simulated SAGD produced ultra-heavy oil. *Chemical Engineering Research and Design*, 2019, vol. 151, pp. 157–167.
32. Mohd Sahak M. Z., Myo Thant M. M., Saadon S., Krebs T., Verbeek P., Akdim M. R., Villacorte L. Acceleration of novel technology development for stabilized emulsion treatment in EOR applications. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, OnePetro, 2021. pp. 1–8.

Received: 9 June 2022.

Information about the authors

Denis V. Maksudov, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Aviation Technical University.

Ilgiz F. Yangirov, Dr. Sc., associate professor, Ufa State Aviation Technical University.

Regina T. Khazieva, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

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

УДК 622.692.48-047.44

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМЫ ИНФРАЗВУКОВОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ СОПРОВОЖДЕНИЯ ОЧИСТНОГО ПОРШНЯ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ

Ямкин Александр Владимирович¹,
A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

Морин Игорь Юрьевич²,
i_morin@vniigaz.gazprom.ru

Ямкин Максим Александрович³,
makson.yamkin@mail.ru

Супрунчик Виктор Владимирович⁴,
tori@torinsk.ru

Маслов Алексей Станиславович¹,
A.Maslov@gtt.gazprom.ru

Бубенчиков Михаил Алексеевич¹,
M.Bubenchikov@gtt.gazprom.ru

¹ ООО «Газпром трансгаз Томск»,
Россия, 634029, г. Томск, пр. Фрунзе, 9.

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Россия, 142717, г. Москва, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1, пос. Развилка, с.п. Развилковское.

³ Санкт-Петербургский горный университет,
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2.

⁴ ООО «НПФ ТОРИ»,
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Академика Ржанова, 2.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью ведения непрерывного мониторинга местоположения и скорости внутритрубных очистных устройств при их движении внутри трубопроводов, предназначенных для транспортировки углеводородов. Данный мониторинг необходим для обеспечения эффективного использования внутритрубных очистных устройств и минимизации трудозатрат при его извлечении в случае застревания. При этом требуется максимально возможная точность определения указанных показателей. Несмотря на наличие многочисленных систем для решения данной задачи, разработка оборудования для точного определения скорости и линейных координат при движении внутритрубного очистного устройства, а также при его нештатной остановке в трубопроводе, остается актуальной.

Цель: исследовать эффективность системы инфразвукового мониторинга газопроводов для сопровождения внутритрубного очистного устройства при движении и при нештатной остановке.

Объекты: линейная часть магистральных газопроводов и внутритрубные очистные устройства.

Методы: инфразвуковой мониторинг магистрального газопровода для сопровождения внутритрубного очистного устройства с использованием сети распределенных датчиков, установленных в непосредственной близости от газопровода; прием и анализ инфразвуковых сигналов, возникающих при ударах внутритрубного очистного устройства о внутреннюю поверхность трубы; онлайн мониторинг текущего местоположения внутритрубного очистного устройства.

Результаты. Показана возможность сопровождения внутритрубного очистного устройства с использованием системы инфразвукового мониторинга газопроводов. При этом система в автоматическом режиме в реальном времени определяет местоположение и скорость при движении внутритрубного очистного устройства. Чувствительность датчиков системы при сопровождении внутритрубного очистного устройства позволяет устанавливать их на расстоянии до 40 км друг от друга для позиционирования внутритрубного очистного устройства с необходимой точностью. Наблюдавшиеся при испытаниях величины отклонения текущих координат, определенных с использованием системы, от фактических координат составили не более 46 м для движущегося внутритрубного очистного устройства и 7 м для остановившегося внутритрубного очистного устройства. Также экспериментально подтверждено, что инфразвуковой сигнал быстрее затухает при распространении по направлению движения потока газа.

Выводы. Инфразвуковой мониторинг является эффективным техническим решением по сопровождению внутритрубного очистного устройства при движении внутри трубопровода и при его поиске в случае нештатной остановки.

Ключевые слова:

Магистральный газопровод, сопровождение внутритрубных очистных устройств, инфразвуковой мониторинг, поиск остановившегося очистного устройства, распространение инфразвука в газопроводе.

Введение

Акустические волны, частота которых ниже 20 Гц, называют инфразвуковыми волнами, или инфразвуком. Инфразвуковые волны могут распространяться на большие расстояния без затухания [1], поэтому широко используются для исследования океана и структуры земли. В последнее время возрос интерес к применению инфразвуковых волн для мониторинга технического состояния трубопроводов. Ведущие нефтегазовые компании разработали ряд норматив-

ных документов, регламентирующих применение таких систем. В частности, в ПАО «Газпром» в 2021 г. разработаны временные требования к инфразвуковым системам мониторинга газопроводов для регистрации акустических волн в частотном диапазоне 0–20 Гц и последующей обработки полученного сигнала с целью выделения компонент, ассоциированных с определенным событием [2]. Описание работы одной из таких систем инфразвукового мониторинга представлено в настоящей статье. Данная система позволяет

осуществлять мониторинг газопровода по следующим событиям:

«Обнаружение утечек» – дистанционное выявление факта нарушения герметичности газопровода (утечки), определение места возникновения утечки; «Определение положения внутритрубных устройств» – дистанционное определение местоположения внутритрубного устройства в газопроводе.

Испытания системы в части обнаружения утечек опубликованы в работах [3, 4]. В данной статье представлены результаты испытаний системы инфразвукового мониторинга при сопровождении внутритрубного очистного устройства (ВОУ). Рассматриваемая в настоящей статье инфразвуковая система для мониторинга трубопроводов (ИСМГ) была запущена в рамках выполнения НИОКР по заказу ООО «Газпром трансгаз Томск». До выполнения указанной НИОКР данный вид мониторинга применялся на нефте- и продуктопроводах [5, 6].

Актуальность

При эксплуатации трубопроводов широко используются различные внутритрубные устройства (ВТУ), движущиеся с потоком перекачиваемого продукта и применяемые для очистки внутренней поверхности трубы (внутритрубные очистные устройства – ВОУ), разделения потока, а также для внутритрубной дефектоскопии. Одним из проблемных вопросов, связанных с использованием ВТУ, является определение их точного местоположения и скорости при движении в газопроводе в реальном времени [7, 8]. Это необходимо для своевременного понимания, двигается ли ВТУ или произошла его нештатная остановка, а также для сокращения затрат на поиск и извлечение застрявшего ВТУ из трубопровода. Кроме этого, мониторинг скорости при пропуске ВТУ необходим для обеспечения максимального эффекта от данной процедуры, так как известно, что оптимальная скорость движения ВТУ в потоке жидкости составляет 1–5 м/с, а в потоке газа эта величина составляет 2–7 м/с [9].

Существует несколько методов мониторинга движения ВТУ. Один из них – это контроль движения ВОУ группами специалистов линейно-эксплуатационной службы (контрольными постами), которые передвигаются вдоль трубопровода либо располагаются на крановых узлах и с использованием специальных переносных приборов, называемых приемниками или сигнализаторами [10, 11], отслеживают движение ВТУ путем фиксации акустических, вибрационных сигналов, магнитных либо электромагнитных сигналов, генерируемых при движении ВТУ [11]. Как показывает практика, такие приемники не всегда обеспечивают 100 % срабатывание при прохождении ВОУ, поскольку фиксируют факт прохождения основываясь на алгоритмах выделения максимальной амплитуды сигнала. При низких скоростях движения ВОУ (до 1 км/ч) амплитуда полезного сигнала растет медленно и фронты сигнала сглаживаются. Это затрудняет вычисление максимума сигнала и снижает вероятность корректного определения момента прохождения ВТУ контрольной точки. Учитывая, что выше-

указанные контрольные точки, как правило, располагаются на расстоянии 10–25 км друг от друга [11], а дальность прослушивания с использованием приемников может быть менее 500 м [10], при таком методе сопровождения ВОУ на большей части трубопровода остается «невидимым» для операторов. Кроме этого, переносные приемники позволяют обнаружить только сам факт прохождения ВОУ контрольной точки и не дают информацию о его скорости и местоположении [11]. Сопровождение ВОУ силами контрольных постов значительно осложняется при ограничении доступа к необходимым участкам трубопровода, в том числе из-за погодных условий.

Другой подход к сопровождению ВТУ – это установка на ВТУ «активной» системы, например, электромагнитного или акустического излучателей, которые взаимодействуют с приемниками, позволяющими локализовать местоположение ВТУ [10]. Ограничением данного метода является необходимость установки специальных устройств, что увеличивает стоимость и конструктивную сложность ВТУ [12]. Существуют интеллектуальные ВОУ, имеющие гироскопический блок самоопределения, чтобы отмечать положение контролируемого ВТУ на основе аномалий [12]. При этом данные о самопозиционировании ВТУ в реальном времени недоступны и загружаются только после выемки такого ВТУ из камеры приема после прохода участка трубопровода.

Третий, наиболее эффективный, по мнению авторов, подход, заключается в установке распределенной сети датчиков вдоль трассы трубопровода, регистрирующих изменение определенных параметров по мере движения ВТУ вдоль данной сети. На основе сравнительного анализа заданных параметров от датчиков сети такие системы позволяют определять текущее местоположение и скорость движения ВТУ. При этом могут использоваться как штатные датчики давления и расхода, являющиеся неотъемлемой частью любого трубопровода для транспортировки углеводородов, так и специальные датчики для сопровождения ВТУ. Так, например, широко используется метод сопровождения ВОУ путем сравнения значений давления и расхода транспортируемого продукта в участках трубопровода с двух сторон от ВТУ [12]. При этом погрешность определения местоположения ВТУ может составлять несколько километров и зависит от длины участков трубопровода между датчиками и величины изменения давления и расхода. Для повышения точности систем, работающих по такому принципу, используются математические модели для вычисления местоположения и скорости ВТУ, рассматриваемого как движущийся фронт волны [13].

Более точными являются системы на основе специальных датчиков, регистрирующих виброакустические сигналы, возникающие при движении ВТУ. Указанные сигналы возникают за счет трения ВТУ о внутреннюю поверхность трубы, ударов о не полностью открытую арматуру, дефекты геометрии трубы и обратные валики кольцевых сварных соединений [14]. Частотный спектр таких сигналов имеет диапазон от десятков герц до десятков мегагерц [15]. При

этом трубопровод действует как виброакустический волновод, и сигнал, генерируемый ВТУ, может распространяться на десятки километров через транспортируемый продукт либо по стенке трубопровода. Так, например, описаны системы, которые позволяют сопровождать ВТУ за счет регистрации и обработки вибрационных сигналов с помощью геофонов либо с помощью оптоволоконных, расположенных вдоль трубопровода в непосредственной близости от тела трубы и действующих как устройства распределенного акустического зондирования [12, 16]. В работе [17] описана система, позволяющая отслеживать движение ВТУ с использованием ультразвуковых датчиков. В работе [18] описана система для сопровождения ВТУ за счет регистрации виброакустических сигналов, распространяющихся в газовой среде, в диапазоне частот от 20 до 1000 Гц. В работе [11] описана система, позволяющая определять местоположение и скорость движения ВТУ за счет регистрации вибрационных сигналов, распространяющихся по стенке газопровода в диапазоне частот от 70 Гц и выше.

Подходы к сбору и обработке виброакустических данных от распределенных датчиков также могут отличаться. Так, например, в статье [12] представлены три методики регистрации и обработки виброакустических сигналов, возникающих при движении ВТУ. Первая методика – это кросскорреляционный анализ для определения разницы во времени поступления акустических сигналов, генерируемых ВТУ и зарегистрированных на противоположных сторонах от него. Вторая методика – это анализ акустических вейвлетов, возникающих при пересечении ВТУ обратных валиков кольцевых сварных соединений. Третья методика – это определение линейной координаты ВТУ как функции от частоты колебаний участка трубопровода, на конце которого находится ВТУ.

Несмотря на широкое применение и очевидные преимущества систем, основанных на использовании распределенной сети датчиков, существуют ряд ограничений для таких систем. В первую очередь это необходимость проведения комплекса строительно-монтажных работ для их установки, которые могут быть выполнены только при строительстве или реконструкции объектов. Второе ограничение – необходимость создания надежной линии связи с определенной пропускной способностью для возможности приема-передачи сигналов. Третье ограничение – это, как правило, высокая стоимость таких систем. Особенно это актуально для систем, работающих в высокочастотном спектре с малой дальностью действия и требующих большого количества датчиков на единицу длины трубопровода для возможности определения местоположения ВТУ с необходимой точностью. Например, на частотах от 2 до 5 МГц дальность действия известных приборов для регистрации акустической эмиссии на объектах из стали не превышает нескольких десятков сантиметров [19]. Системы, работающие в низкочастотном спектре (до 20 Гц), покрывают значительно большие участки для обнаружения ВТУ, и расстояние между датчиками может составлять десятки километров. Но при этом необходимо

учитывать, что в диапазоне частот 1–10 Гц сосредоточен основной частотный спектр помех, генерируемых при работе нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций, а также при движении тяжелой техники в районе трубопроводов [11]. В связи с этим необходимо применять специальные подходы для выделения полезного сигнала на фоне помех для обеспечения требуемой чувствительности таких систем. При этом обратной стороной повышения чувствительности могут являться ложные срабатывания систем. Также существует проблема обеспечения работоспособности распределенной системы мониторинга трубопроводов в целом при повреждении ее участка, в том числе при проведении земляных работ в охранной зоне трубопровода. Особенно это актуально для систем на основе оптоволоконных, расположенных вдоль трубопровода в непосредственной близости от тела трубы, но и для систем на основе распределенных датчиков также существует риск выхода из строя при повреждении проводных линий электропитания и связи между датчиками и контроллерами. Указанные контроллеры могут быть соединены с несколькими датчиками и находиться на расстоянии нескольких сотен метров от них. Кроме этого, методы, которые основаны на пассивном измерении виброакустических сигналов, корректно работают при движении ВТУ со скоростью более 0,7 км/ч [15]. При движении ВТУ с более низкой скоростью снижается амплитуда и крутизна фронтов полезного сигнала, что затрудняет его выделение на фоне шума. При остановке ВТУ и отсутствии ударов ВТУ о внутреннюю поверхность трубы такие системы не работают [12]. Для определения местоположения застрявшего ВТУ требуется анализ последних данных, полученных до его остановки, либо проведение дополнительных операций, например, генерация виброакустических сигналов в трубопроводе и последующее измерение времени возврата эхо-сигналов, отраженных от застрявшего ВТУ [12].

Одним из перспективных решений для сопровождения ВТУ является использование ИСМГ. Ключевой особенностью рассматриваемой системы является работа в инфразвуковом диапазоне (до 20 Гц) и реализация специальных подходов к выделению полезного сигнала при определении местонахождения ВТУ. Подробное описание ИСМГ приведено в работах [3–6]. Принцип работы системы заключается в регистрации и анализе акустических сигналов в инфразвуковом диапазоне. При этом осуществляется корреляционный анализ между акустическим сигналом, зарегистрированным на противоположных сторонах движущегося ВТУ, а также анализ количества и периодичности акустических всплесков, возникающих при пересечении ВТУ кольцевых сварных швов. Комбинация этих двух методов, синхронизация времени измерений, а также передача данных в реальном времени обеспечивают требуемую точность определения линейных координат движущегося и остановившегося ВТУ с использованием относительно небольшого количества датчиков. При этом, как показала практика, отсутствуют ложные срабатывания ИСМГ, в том

числе при изменении давления в газопроводе и движении сельскохозяйственной техники на расстоянии более 25 м от газопровода, т. е. за пределами его охранной зоны. С целью повышения надежности ИСМГ и сохранения работоспособности системы в целом при повреждении части датчиков предусмотрены схемы обработки инфразвуковых сигналов с помощью оставшихся датчиков, в том числе находящихся на разных расстояниях друг от друга. Используя тот факт, что инфразвуковые волны от движущегося ВТУ в трубопроводе распространяются на десятки километров, не требуется большого количества датчиков на единицу длины трубопровода. Так, например, ИСМГ позволяет измерять скорость движения ВТУ и его точное местоположение в реальном времени при расстоянии между датчиками до 40 километров, что подтверждено испытаниями. Результаты данных испытаний приведены в настоящей статье.

Методы

В настоящей статье представлены результаты испытаний мобильного и стационарного вариантов

ИСМГ, проведенные в период с 2012 по 2021 гг. Мобильный вариант ИСМГ испытывался на магистральном газопроводе «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» в 2012 г. Стационарный вариант системы испытывался на магистральном газопроводе «Парабель–Кузбасс» в 2017 и 2021 гг.

Испытания мобильного варианта ИСМГ проводились на участке 60–115 км магистрального газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток». На данном участке условный диаметр газопровода составляет 700 мм. При испытаниях мобильного варианта ИСМГ включала в себя следующие компоненты: инфразвуковой датчик системы (акустоэлектрический преобразователь) для первичного преобразования инфразвукового сигнала; модуль сбора и обработки данных, или контроллер (модуль МСОД); ноутбук для контроля и управления системой; программное обеспечение; канал связи. В мобильном варианте инфразвуковой датчик устанавливался на кран (Ду 15) взамен одного из штатных манометров линий отбора газа на площадке линейного кранового узла (рис. 1).

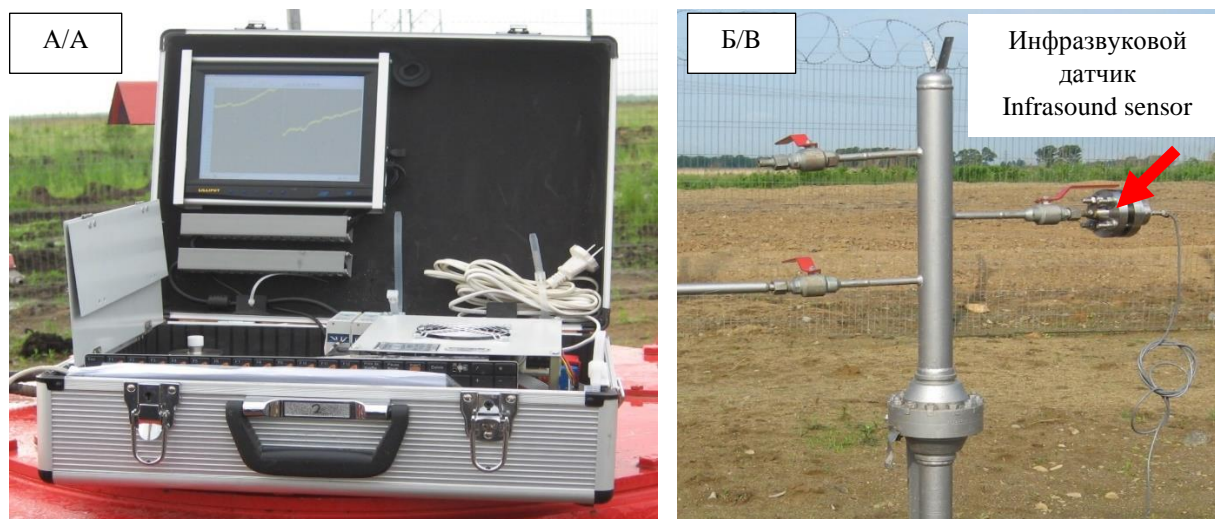


Рис. 1. Внешний вид (А) модуля сбора и обработки данных и (Б) инфразвукового датчика для мобильного варианта инфразвуковой системы

Fig. 1. Appearance of (A) device for data assembling and processing and (B) infrasound sensor of mobile variant of infrasound system

При этом на одном крановом узле устанавливался один инфразвуковой датчик и разворачивался один модуль МСОД. Датчики не влияли на транспортировку газа и фиксировали акустические сигналы в инфразвуковом диапазоне. Модуль МСОД и датчик соединялись кабелем. Модуль МСОД по беспроводной линии связи соединялся с ноутбуком для контроля и управления системой. Указанный ноутбук размещался на крановом узле или в производственно-диспетчерской службе организации, эксплуатирующей газопровод.

В настоящей статье приведены результаты сопровождения ВОУ при расположении датчиков на крановых узлах на 70 км (КУ 70 км) и на 83 км (КУ 83 км). При движении ВОУ его местонахождение и скорость определялись за счет комбинации методов кор-

реляционного анализа между акустическим сигналом, зарегистрированным на противоположных сторонах движущегося ВОУ, и анализа акустических всплесков, генерируемых ВОУ при пересечении кольцевых сварных швов. При испытаниях мобильного варианта системы инфразвукового мониторинга в качестве ВОУ использовался поршень полиуретановый манжетный, Ду 720.

Испытания стационарного варианта системы проводились на участке 530–570 км магистрального газопровода «Парабель–Кузбасс». Условный диаметр газопровода составляет 1000 мм. Для проведения испытаний инфразвуковые датчики и модули МСОД были установлены на линейной части магистрального газопровода в 5 узлах регистрации с разными расстояниями между узлами (7, 8, 12 и 13 км). Указанные

расстояния были выбраны исходя из технической возможности установки датчиков и необходимого оборудования для обработки и передачи сигнала. Инфразвуковой сигнал регистрировался в каждом узле, включавшем два инфразвуковых датчика, подключенных к модулю МСОД. Модуль МСОД размещался в блок-боксе станции катодной защиты, датчики монтировались на трехходовой кран, установленный на патрубок, врезанный в газопровод (рис. 2).

Датчики, расположенные на специализированных врезках, не влияли на транспортировку газа и фиксировали акустические сигналы в инфразвуковом диа-

пазоне. От датчиков информация передавалась на модули МСОД. Указанные модули были подключены по защищенному каналу связи к серверу ИСМГ, расположенному в производственно-диспетчерской службе организации, эксплуатирующей газопровод. К серверу было подключено два автоматизированных рабочих места (АРМ) для контроля и управления системой, установленных в производственно-диспетчерской службе организации, эксплуатирующей газопровод. При испытаниях стационарного варианта системы в качестве ВОУ использовался поршень полиуретановый манжетный, Ду 1020.

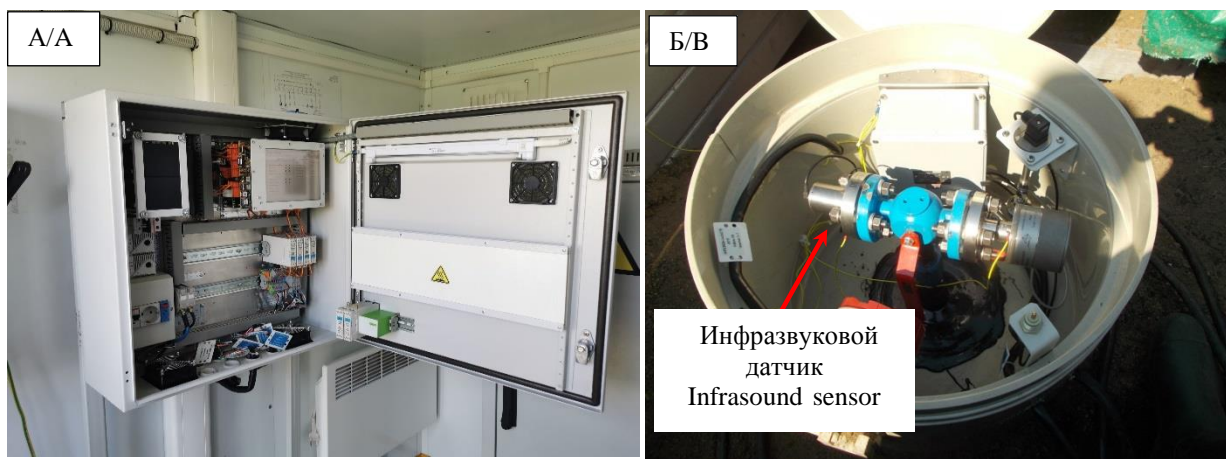


Рис. 2. Внешний вид (А) модуля сбора и обработки данных и (Б) инфразвукового датчика для стационарного варианта инфразвуковой системы

Fig. 2. Appearance of (A) device for data assembling and processing and (B) infrasound sensor of stationary variant of infrasound system for pipeline monitoring

Как в мобильном, так и в стационарном вариантах ИСМГ работала в непрерывном режиме, регистрировала и передавала на сервер инфразвуковые данные – оцифрованные акустические сигналы в инфразвуковом диапазоне, распространяющиеся по транспортируемому газу. Информация о текущей координате и скорости ВОУ отображалась на АРМ диспетчера в режиме реального времени.

При определении линейных координат ВОУ в качестве оси задавали протяженность магистрального газопровода по его образующей. Запуск ВОУ выполнялся за пределами участка, оснащенного и контролируемого ИСМГ.

В ходе испытаний проводились следующие проверки:

- проверка возможности применения ИСМГ для определения положения ВОУ во время движения по газопроводу;
- проверка дальности определения ВОУ датчиками ИСМГ при распространении инфразвукового сигнала по ходу движения газа и против движения газа;
- проверка чувствительности системы при сопровождении ВОУ при разных расстояниях между датчиками системы;
- проверка сохранения работоспособности ИСМГ при выходе из строя части датчиков, в ходе кото-

рой оценивалась чувствительность системы при корреляционном анализе инфразвуковых сигналов с датчиков, расположенных на разных расстояниях друг от друга;

- проверка отклонения линейной координаты движущегося ВОУ по данным ИСМГ от фактической координаты ВОУ;
- проверка возможности применения системы мониторинга для определения положения ВОУ при остановке внутри газопровода.

Фактические линейные координаты определялись на основе данных от контрольных постов, состоявших из специалистов организации, эксплуатирующей газопровод и находившихся на трассе для регистрации фактического прохождения ВОУ контрольных участков с использованием переносных приемников.

Проверка определения ИСМГ координат остановившегося ВОУ осуществлялась с использованием дополнительных операций для генерации инфразвукового сигнала и анализа его отраженного сигнала. Генерация инфразвукового сигнала осуществлялась путем открытия крана (Ду 15) для сброса газа на линии отбора газа на площадке линейного кранового узла. Сброс газа выполнялся в течение 15–20 с в границах участка мониторинга между остановившимся ВОУ и камерой запуска.

Результаты

Проверки ИСМГ для определения положения ВОУ во время движения по газопроводу осуществлялись на основании анализа акустограмм, полученных путем записи системой акустических сигналов в ин-

фразвуковом диапазоне. На рис. 3 показана такая акустограмма с записью инфразвукового сигнала, зарегистрированного ИСМГ в момент запуска ВОУ на 60 км газопровода.

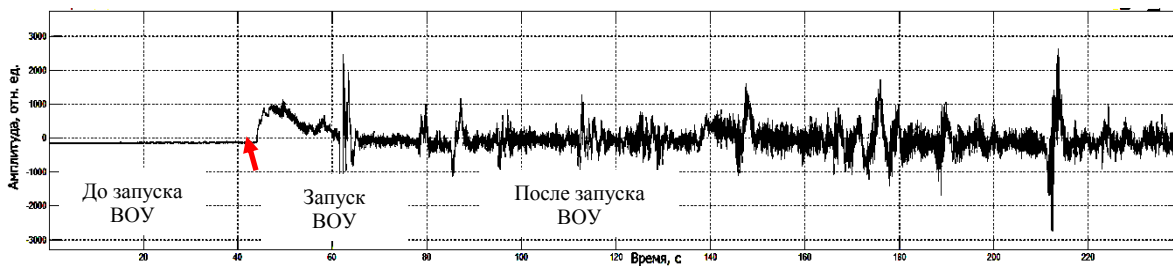


Рис. 3. Акустограмма, полученная записью акустических сигналов системой при запуске очистного устройства на 60 км

Fig. 3. Acoustogram obtained by recording acoustic signals by the infrasound system when the cleaning gauge was launched at 60 km

Как видно на рис. 3, после запуска ВОУ ИСМГ начала регистрировать инфразвуковой сигнал, отсутствующий до запуска ВОУ. Акустограмма зарегистрированного сигнала имеет узнаваемый вид, ха-

рактеризующийся периодическими всплесками амплитуды.

На рис. 4 показана акустограмма, зарегистрированная системой при дальнейшем движении ВОУ.

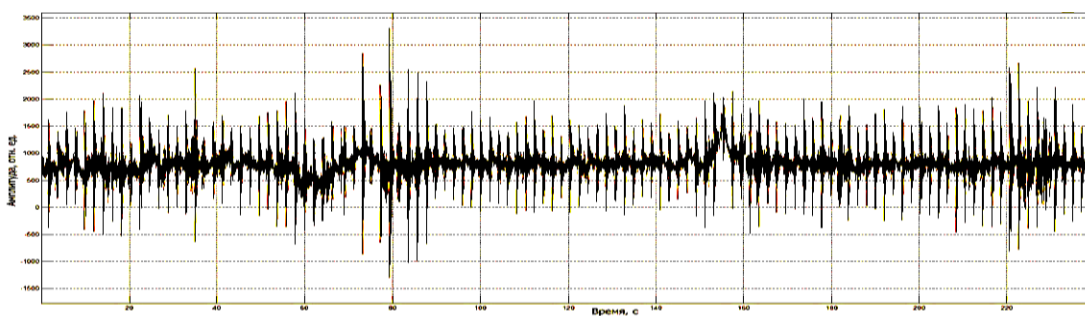


Рис. 4. Акустограмма, полученная записью акустических сигналов инфразвуковой системой при движении очистного устройства по участку газопровода 72–73 км

Fig. 4. Acoustogram obtained by recording of acoustic signals by the infrasound system when the cleaning gauge moved on the section of the gas pipeline 72–73 km

На рис. 4 видны периодические акустические всплески, отражающие удары ВОУ об обратные валики кольцевых сварных соединений. Известно, что, измеряя время между отдельными всплесками и зная расстояния между сварными соединениями трубных секций, можно определить местоположение и скорость движения ВОУ в любой момент времени при непрерывном акустическом [12] или вибрационном [11] мониторинге газопровода при движении ВОУ. Как видно на рис. 6, период возникновения всплесков составлял в среднем 2,2 с. Исходя из подсчета всплесков, зарегистрированных ИСМГ с момента запуска ВОУ, и сравнения количества этих всплесков с фактическими линейными координатами сварных соединений в исполнительной документации строительства газопровода, можно сделать вывод, что акустограмма на рис. 5 отражала движение ВОУ на участке газопровода с 72,4 по 73,6 км. Учитывая, что средняя длина труб, из которых изготовлен газопровод, составляла 11,5 м, можно сделать вывод, что скорость движения ВОУ на данном участке составляла 18,6 км/ч.

На рис. 5 показано движение ВОУ на следующем участке газопровода.

Как видно на рис. 5, скорость движения ВОУ на данном участке также составляла 18,6 км/час. Резкое увеличение амплитуды инфразвукового сигнала на временном интервале между 120-й и 140-й секундой указывает на столкновение ВОУ с препятствием внутри газопровода. При этом восстановление скорости ВОУ в течение 10 с после удара до прежней (это видно по восстановлению периода всплесков) может указывать на то, что препятствие не начало двигаться дальше вместе с ВОУ. На этом основании можно предположить, что данное препятствие не является посторонним включением в виде мусора или отложения гидратов. Исходя из подсчета всплесков на акустограмме и сравнения количества этих всплесков с фактическими линейными координатами сварных соединений, можно сделать вывод, что препятствие было расположено на 74,3 км газопровода. Таким образом, на основе анализа акустограмм, полученных с помощью ИСМГ, можно определять наличие и ме-

стоположение дефектов геометрии трубы и посторонних включений, таких как строительный мусор, гидратные отложения.

На рис. 6 показана акустограмма при движении ВОУ на 96 км газопровода, т. е. вне участка, ограниченного датчиками системы.

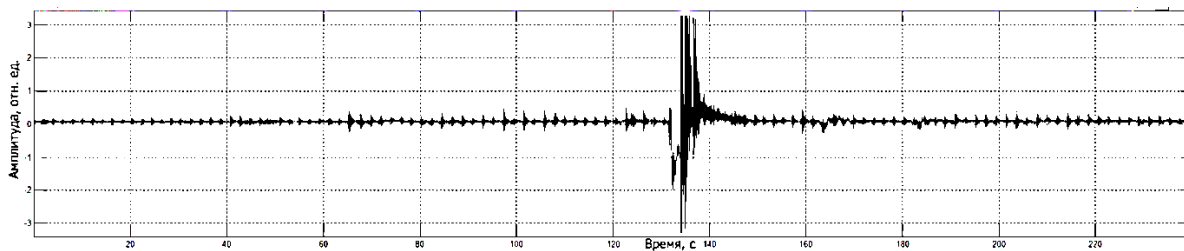


Рис. 5. Акустограмма, полученная записью акустических сигналов инфразвуковой системой при движении очистного устройства на участке газопровода 73–75 км

Fig. 5. Acoustogram obtained by recording acoustic signals by the infrasound system when the cleaning gauge moved on the section of the gas pipeline from 73 to 75 km

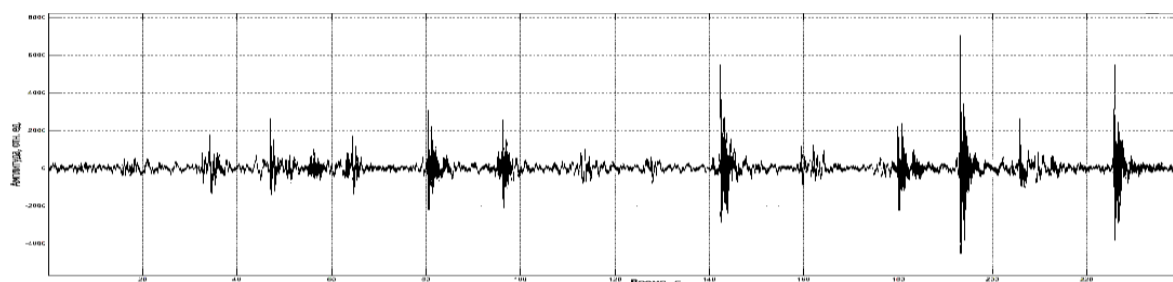


Рис. 6. Акустограмма, полученная записью акустических сигналов инфразвуковой системой при движении очистного устройства по участку газопровода на 96 км

Fig. 6. Acoustogram obtained by recording acoustic signals by the infrasound system when the cleaning gauge moved on the section of the gas pipeline at 96 km

Как видно на рис. 6, период инфразвуковых всплесков (ударов ВОУ о кольцевые сварные швы) составляет 15,08 с. Исходя из того, что средняя длина трубных секций и на этом участке также составляет 11,5 м, следует, что скорость ВОУ на данном участке снизилась в 7 раз и составляла 2,7 км/час. Необходимо отметить, что, несмотря на низкую скорость движения ВОУ, наблюдаются ярко выраженные всплески

инфразвукового сигнала при ударах о сварные швы, а отношение амплитуды полезного сигнала к амплитуде шума составляет не менее трех. Это позволяет отчетливо выделять полезный сигнал на фоне шумов.

На основе полученных акустограмм движения ВОУ был построен график скорости движения ВОУ на всем протяжении участка газопровода, подлежащего очистке. Данный график приведен на рис. 7.

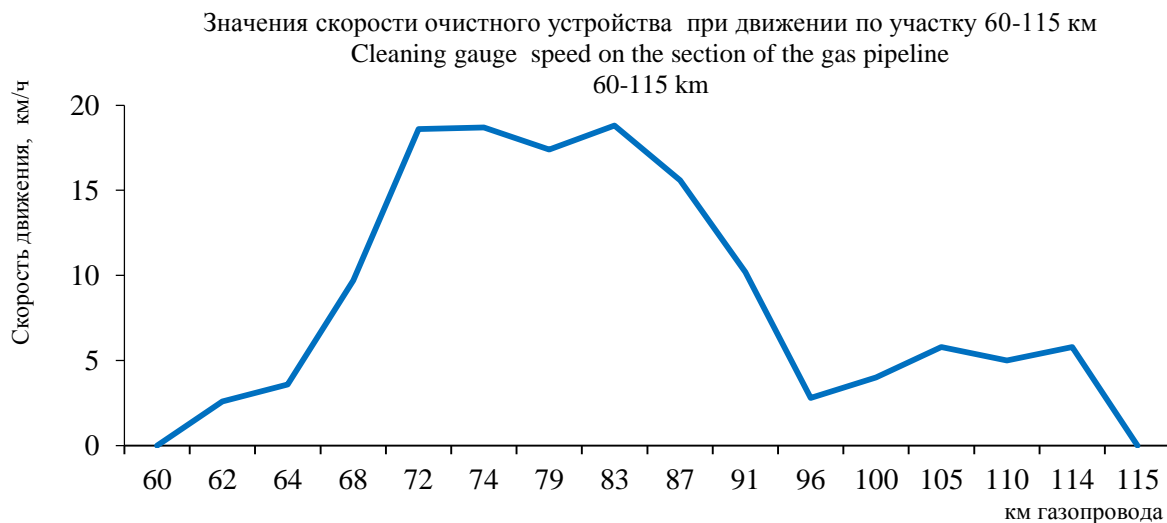


Рис. 7. График скорости движения очистного устройства на участке 60–115 км

Fig. 7. Graph of the speed of the cleaning gauge on the section of the gas pipeline 60–115 km

Таблица 1. Сравнение координат очистного устройства по фактическим данным и по данным мобильного варианта системы инфразвукового мониторинга

Table 1. Comparison of cleaning gauge coordinates according to the factual data and according to the data of the mobile version of the infrasound system

X_0	X	ΔX
	м/м	
60360	62075	1715
61300	63019	1719
65600	67143	1543
69612	71331	428
75909	76410	501
82082	82433	351
93996	95685	1689
100048	101846	1798
115000	117324	2324

X_0 – фактическая координата очистного устройства/factual coordinate of cleaning gauge; X – координата очистного устройства по данным системы инфразвукового мониторинга/coordinate of cleaning gauge by data of the infrasound system; $\Delta X = X - X_0$.

Как видно на графике, скорость движения ВОУ на разных участках газопровода значительно различалась, что указывает на целесообразность проведения дополнительных проверок технического состояния газопровода для выявления причин наблюдаемой не-

равномерности скорости ВОУ. При этом использование ИСМГ позволяет специалистам организации, эксплуатирующей газопровод, увидеть конкретные участки газопровода, на которые необходимо обратить особое внимание.

Наличие данных подтверждений может служить подтверждением наблюдаемых на акустограммах ударов ВОУ о препятствия внутри трубы.

Сравнительные результаты линейных координат ВОУ, полученных от мобильного варианта ИСМГ и фактических линейных координат, приведены в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что разница между фактически линейными координатами ВОУ и координатами, полученными с использованием мобильного варианта ИСМГ, достаточно существенна. Поэтому можно говорить о том, что полученные результаты показали лишь принципиальную возможность определения местоположения ВОУ в процессе движения путем акустического мониторинга газопровода в инфразвуковом диапазоне при установке датчиков на участке КУ70–КУ83, т. е. с интервалом 13 км. При этом из табл. 1 видно, что при движении ВОУ на участке газопровода с 69 по 82 км разница фактических координат ВОУ и координат ВОУ по данным ИСМГ была более чем в 5 раз меньше, чем при движении ВОУ по остальному участку газопровода. Для наглядности на рис. 8 представлена диаграмма, показывающая эту разницу.

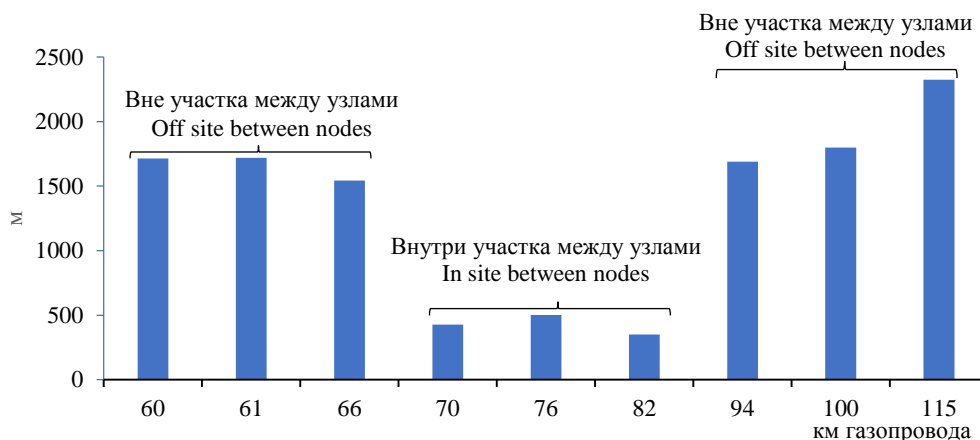


Рис. 8. Сравнение фактических линейных координат очистного устройства и координат, полученных с использованием мобильного варианта системы инфразвукового мониторинга
 Amount of deviation between the factual linear coordinates of the cleaning gauge and the coordinates obtained using the mobile version of the infrasound system, m

Fig. 8. Comparison of the factual linear coordinates of the cleaning gauge and the coordinates obtained using the mobile version of the infrasound system

Исходя из того, что узлы с датчиками ИСМГ были расположены на участке 70–83 км, наблюдаемая разница указывает на то, что точность ИСМГ существенно выше, когда узлы находятся по обе стороны от ВОУ и системой определяется местоположение ВОУ как на основе корреляционного анализа между акустическим сигналом, зарегистрированным на про-

тивоположных сторонах движущегося ВОУ, так и на основе анализа количества и периодичности акустических всплесков. В любом случае в мобильном варианте исполнения ИСМГ не обеспечивалась достаточную точность определения линейной координаты ВОУ. В связи с этим полученные результаты послужили предпосылкой для дальнейшего исследования

возможности применения системы инфразвукового мониторинга на магистральных газопроводах в части повышения точности определения текущей координаты местоположения ВОУ. Дальнейшие испытания проводились с использованием стационарного варианта ИСМГ на участке 530–570 км магистрального газопровода «Парабель–Кузбасс».

Для проверки дальности определения ВОУ датчиками стационарного варианта ИСМГ при распространении инфразвукового сигнала по направлению движения газа и против направления движения газа сравнивались величины полезных сигналов, зарегистрированных датчиками системы в разных узлах, при движении ВОУ в начале и в конце участка, ограниченного датчиками ИСМГ, соответственно. Величина полезного сигнала рассчитывалась как отношение амплитуды полезного сигнала к шуму. Результаты проведенной оценки представлены в табл. 2.

Таблица 2. Дальность определения очистного устройства системой инфразвукового мониторинга при распространении сигнала по направлению движения газа и против направления движения

Table 2. Range of determination of cleaning gauge by the infrasound monitoring system during signal propagation downstream and upstream in gas flow

Распространении сигнала по направлению движения газа Downstream propagation of signal in gas flow					
Расстояние от датчика до очистного устройства, км Distance from the sensor to the cleaning gauge, km	0	7	20	32	40
Отношения амплитуд сигнал/шум, отн. ед Signal-to-noise ratio of amplitudes, rel. units	5,1	4,9	3,2	2,6	1,7
Распространении сигнала против направления движения газа Upstream propagation of signal in gas flow					
Расстояние от датчика до очистного устройства, км Distance from the sensor to the cleaning gauge, km	0	8	20	33	40
Отношения амплитуд сигнал/шум, отн. ед Signal-to-noise ratio of amplitudes, rel. units	11	10,4	8,2	7,6	5,8

Как видно из табл. 2, дальность определения ВОУ датчиками ИСМГ при распространении инфразвукового сигнала по направлению движения газа составляла как минимум 40 км. При этом амплитуда полезного сигнала за 40 км снижалась в 3 раза. Дальность определения ВОУ датчиками ИС при распространении инфразвукового сигнала против хода газа составляла как минимум 40 км. При этом амплитуда полезного сигнала снижалась за 40 км в 2 раза. Полученные данные сопоставимы с экспериментальными результатами, представленными в работе [19].

Для проверки сохранения работоспособности ИСМГ при выходе из строя части датчиков проведена проверка чувствительности системы при корреляционном анализе инфразвуковых сигналов с датчиков, расположенных на разных расстояниях друг от друга. На рис. 9 показаны возможные комбинации обработки сигналов с разных датчиков для определения местоположения ВОУ.

Как видно из рис. 9, принятая для испытаний конфигурация расположения датчиков позволяла сравнить чувствительность системы при расстояниях между датчиками от 8 до 40 км. За чувствительность при корреляционном анализе принимали произведение отношений величин полезного сигнала к величинам шума, полученным с пар соседних узлов, расположенных на расстояниях 8, 20, 33 и 40 км друг от друга, соответственно, деленное на значение произведения отношений величин полезного сигнала к величинам шума, полученным с двух узлов при наименьшем расстоянии между ними. При анализе инфразвуковых сигналов, распространяющихся по направлению движения газа, наименьшее расстояние между узлами было 7 км, а при анализе инфразвуковых сигналов, распространяющихся против хода газа, наименьшее расстояние между узлами было 8 км. Такой метод расчета был выбран исходя из того, что при наименьшем расстоянии между узлами чувствительность системы была наибольшей. Значения чувствительности приведены в табл. 3.



Рис. 9. Схема обработки инфразвуковых сигналов
Fig. 9. Scheme for processing infrasound signals

Как видно из табл. 3, чувствительность системы при регистрации сигнала, распространяющегося по направлению движения газа, снижалась в 3 раза при увеличении расстояния между узлами с 7 до 40 км. При регистрации сигнала, распространяющегося против направления движения газа, чувствительность си-

стемы снижалась в 1,8 раз при увеличении расстояния между датчиками до 40 км.

Проверку точности определения ИСМГ координат движущегося и остановившегося ВОУ проводили путем сравнения координат ВОУ по данным ИСМГ с фактическими координатами ВОУ. Результаты про-

верки точности определения ИСМГ координат приведены в табл. 4.

Как видно из табл. 4, точность ИСМГ, т. е. отклонение координат по данным ИСМГ от фактических координат для движущегося ВОУ, составила ± 46 м, а для остановившегося ВОУ – ± 7 м.

Таблица 3. Чувствительность инфразвуковой системы при сопровождении очистного устройства при корреляционном анализе инфразвуковых сигналов с узлов, расположенных на разных расстояниях друг от друга

Table 3. Infrasound system sensitivity for tracking cleaning gauge at correlation analysis of infrasound signals from nodes located at different distances from each other

Корреляционный анализ сигналов, распространяющихся по направлению движения газа Correlation analysis for downstream propagation of infrasound signal in gas flow				
Расположение узлов, км Location of nodes, km	530–537	530–550	530–562	530–570
L, км/км	7	20	32	40
S, отн.ед/rel.units	1,00	0,65	0,53	0,34
Корреляционный анализ сигналов, распространяющихся против направления движения газа Correlation analysis for upstream propagation of infrasound signal in gas flow				
Расположение узлов, км Location of nodes, km	570–562	570–550	570–537	570–530
L, км/км	8	20	33	40
S, отн.ед/rel.units	1,00	0,79	0,73	0,56

L – расстояние между узлами/distance between nodes;
 S – чувствительность инфразвуковой системы/infrasound system sensitivity.

Таблица 4. Сравнение фактических линейных координат движущегося и остановившегося очистного устройства с координатами по данным системы инфразвукового мониторинга

Table 4. Comparison of cleaning gauge coordinates in movement and in stopping according to the factual data and according to the data of infrasound system

X	X ₀ м/м	ΔX
Движущееся очистное устройство/Cleaning gauge in movement		
536790	536836	46
548984	549007	23
565730	565710	-20
Остановившееся очистное устройство Cleaning gauge in stopping		
537352	537359	7

X – координата очистного устройства по данным системы инфразвукового мониторинга/cleaning gauge coordinate by the data of infrasound system; X₀ – фактическая координата очистного устройства/factual coordinate of the cleaning gauge; ΔX=X₀-X.

Результаты сравнения времени фактического прохождения ВОУ контрольных точек и времени прохождения данных точек по показаниям ИСМГ приведены в табл. 5.

Как видно из табл. 5, разница во времени фактического прохождения ВОУ контрольных точек и време-

ни прохождения данных точек по данным ИСМГ составляла не более 69 секунд. Учитывая, что процесс пропускания ВОУ по газопроводу длится часами, такая величина задержки позволяет говорить о получении данных от ИСМГ в режиме онлайн.

Таблица 5. Сравнение фактического времени прохождения очистным устройством контрольных точек с временем по данным инфразвуковой системы

Table 5. Comparison of the factual time of passing control points by cleaning gauge with the time according to the data of infrasound system

X, м/м	t _ф , ч:мин:с t _f , h:min:s	t _с , час:мин:с t _s , h:min:s	Δt, мин:с Δt, min:s
	536836	11:11:23	11:12:24
549007	13:11:23	13:12:32	1:09
565710	14:27:45	14:28:47	1:02

X – линейная координата контрольной точки/linear coordinate of the control point; t_ф (t_f) – фактическое время прохождения очистного устройства/factual time of passing the cleaning gauge of control points; t_с (t_s) – время прохождения очистного устройства по данным системы инфразвукового мониторинга/time of passing the cleaning gauge of control points; Δt=t_с-t_ф/Δt=t_s-t_f.

Обсуждение

Проверка возможности применения ИСМГ для определения положения ВОУ во время движения по газопроводу показала, что данная система позволяет сопровождать ВОУ. Регистрация и обработка инфразвуковых сигналов, генерируемых при движении ВОУ, позволяет определять текущую линейную координату и скорость ВОУ, выявлять наличие и местоположение дефектов геометрии трубы и внутритрубных включений, таких как посторонние предметы и гидратные отложения.

Стационарное исполнение оборудования системы мониторинга обеспечивает обнаружение ВОУ при расстоянии между узлами регистрации (датчиками) до 40 км. При этом полученные результаты показали, что при распространении по направлению движения газа инфразвуковой сигнал на расстоянии 40 км от источника затухал в 1,5 раза сильнее по сравнению с затуханием этого сигнала при распространении против направления движения газа. Это может быть связано с эффектом конвективного усиления, описанного в работах [20, 21]. Применительно к нашему исследованию количественно данный эффект может интерпретирован следующим образом [21]: при распространении против направления движения газа звук усиливается в k раз по сравнению со звуком, распространяющимся по направлению движения газа, при этом

$$k=(1+v/c)^2/(1-v/c)^2, \quad (1)$$

где v – скорость потока; c – скорость звука.

Исходя из формулы (1), например, при скорости движения газа 12 м/с и скорости звука в магистральном газопроводе 425 м/с [22]:

$$k=(1+v/c)^2/(1-v/c)^2=(1+12/425)^2/(1-12/425)^2=1,1.$$

Это означает, что теоретически при распространении по направлению движения газа величина инфра-

звукового сигнала должна быть в 1,1 ниже по сравнению с величиной этого сигнала при распространении против направления движения газа. Наблюдаемая нами разница между экспериментальными и теоретическими данными может объясняться тем, что затухание акустического сигнала в эксперименте всегда больше рассчитанных значений по существующим моделям [19].

Проверка отклонения определения текущей линейной координаты движущегося ВОУ по данным системы инфразвукового мониторинга относительно фактических координат показала возможность применения системы инфразвукового мониторинга для определения положения внутритрубных устройств во время движения по газопроводу. При этом отклонение от фактических координат составило не более 46 м.

Проверка возможности применения системы мониторинга для определения положения ВОУ при остановке внутри газопровода показала, что точность определения координат остановившегося ВОУ повышается более чем в 6 раз относительно точности определения координат движущегося ВОУ и составляет не более 7 м. Это достигается за счет дополнительных операций в виде сброса газа на стояке отбора

газа крановых узлов для генерации инфразвукового сигнала и анализа его отраженного сигнала.

Заключение

По результатам испытаний сделан вывод о том, что система инфразвукового мониторинга газопроводов позволяет определять положение движущегося внутритрубного очистного устройства с точностью ± 46 м, а также положение остановившегося внутритрубного очистного устройства с точностью ± 7 м с выводом текущей координаты на компьютер диспетчера в режиме онлайн. Кроме этого, проведенные исследования подтвердили, что затухание инфразвукового сигнала происходит быстрее при распространении по направлению движения.

Выводы

Инфразвуковой мониторинг позволяет с высокой точностью определять местоположение внутритрубного очистного устройства при его движении внутри трубопровода и в случае нештатной остановки. При этом расстояние между датчиками может быть до 40 км.

Таким образом, система инфразвукового мониторинга газопроводов является эффективным средством для непрерывного контроля текущего местоположения внутритрубного очистного устройства в движении и при нештатной остановке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Морз Ф. Колебания и звук. – Л.: Государственное изд-во технико-теоретической литературы 1949. – 497 с.
2. Временные технические требования к инфразвуковой системе мониторинга газопроводов. – СПб: ПАО «Газпром, 2020. – 14 с.
3. Инфразвуковой мониторинг магистрального газопровода / Н.В. Чухарева, А.М. Ревазов, А.В. Ямкин, А.С. Маслов // Газовая промышленность. – 2019. – № 6. – С. 42–49.
4. Ямкин А.В., Чухарева Н.В. Опытные испытания системы инфразвукового мониторинга на участке магистрального газопровода // Трубный транспорт углеводородов: II-я Всероссийская конференция. – Омск: Омский государственный технический университет, 2018. – С. 99–105.
5. Супрунчик В.В. Неоглобные меры для защиты трубопроводов // Химическая техника. – 2014. – № 8. – С. 18–21.
6. Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. Система сопровождения внутритрубных снарядов (ССВС-001) // Трубопроводный транспорт нефти. – 2003. – № 12. – С. 9–12.
7. Modeling and simulation for PIG with bypass flow control in natural gas pipeline / T.T. Ngyueo, S.B. Kim, H.R. Yoo, Y.W. Rho // KSME International Journal. – 2001. – V. 15. – № 9. – P. 1302–1310.
8. Liang Z., He H., Cai W. Speed simulation of bypass hole PIG with a brake unit in liquid pipe // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – № 42. – P. 40–47.
9. Experimental study on movement characteristics of bypass pig / J. Chen, X. Luo, H. Zhang, L. He, J. Chen, K. Shi // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – № 59. – P. 212–223.
10. Каталог продукции центра очистки и диагностики трубопроводов «Семигорье» // 2018. URL: <https://semigor.ru/catalog/> (дата обращения 25.01.2022).
11. Бочкарев Н.Н., Курочкин А.А. Вибродиагностический контроль движения внутритрубных объектов в магистральных газопроводах // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 86–98.
12. Bernasconi G., Giunta G. Acoustic detection and tracking of a pipeline inspection gauge // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107549
13. Numerical simulation of pig motion in gas and liquid pipelines using the Flux-Corrected Transport method / R.A.C. Patricio, R.M. Baptista, F.B. de Freitas Rachid, G.C.R. Bodstein // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 189. – P. 1–19.
14. Experiments and modeling of by-pass pigging under low-pressure conditions / M.H.W. Hendrix, H.P. Jsseldijk, W.P. Breugem, R.A.W.M. Henkes // Journal of Process Control. – 2018. – V. 71. – P. 1–13.
15. Калиниченко А.Н. Структурная схема обнаружения и распознавания сигналов при прохождении внутритрубных объектов // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 3 (4). – С. 114–119. URL: <https://jwtsu/journal/article/view/289/290> (дата обращения 25.12.2022).
16. Hartog A.H. An introduction to distributed optical fibre sensors // 2017. URL: <https://doi.org/10.1201/9781315119014> (дата обращения 25.01.2022).
17. Кротенок Ю.С. Измерительно-вычислительный комплекс для идентификации прохождения внутритрубных объектов // Вестник ГТТУ им. П.О. Сухого. – 2021. – № 1. – С. 113–119.
18. Автоматизированный акустический контроль динамики прохождения очистных поршней и устройств диагностики по магистральному трубопроводу / А.С. Вербило, С.П. Корзун, Н.С. Костин, К.В. Новичков, Н.А. Пономарева, Е.Ф. Токарев, А.В. Тябликов, М.В. Жогун, З.А. Магомедов, И.О. Мачехин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2. – С. 75–85.
19. Барабанов С.А., Гликман Б.Ф. Коэффициент затухания акустической волны, распространяющейся в турбулентном потоке протяженного трубопровода // Акустический журнал. – 2009. – Т. 55. – № 2. – С. 171–179.
20. Dowling A. Convective amplification of real simple sources // Journal of Fluid Mechanics. – 1976. – V. 74. – P. 3. – P. 529–546.
21. Pulkki V., Lahivaara T., Huhtakallio L. Effects of flow gradients on directional radiation of human voice // The Journal of the Acoustical Society of America. – 2018. – V. 143 (2). – P. 1173–1181.
22. Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Исследование зависимости скорости звука от давления в магистральных газопроводах высокого и сверхвысокого давления // Газовая промышленность. – 2019. – № 5. – С. 80–84.

Поступила 26.05.2022 г.

Информация об авторах

Ямкин А.В., заместитель начальника технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск».

Морин И.Ю., кандидат технических наук, заместитель начальника лаборатории центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Ямкин М.А., студент Санкт-Петербургского горного университета.

Супрунчик В.В., кандидат физико-математических наук, директор ООО «НПФ ТОРИ».

Маслов А.С., кандидат технических наук, начальник технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск».

Бубенчиков М.А., доктор физико-математических наук, академик Международной академии технологических наук, ведущий специалист технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск».

UDC 622.692.48-047.44

USE OF THE SYSTEM OF INFRASOUND MONITORING FOR TRACKING PIPELINE CLEANING GAUGE ON THE MAIN GAS PIPELINE

Alexander V. Yamkin¹,
A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

Igor Y. Morin²,
i_morin@vniigaz.gazprom.ru

Maxim A. Yamkin³,
makson.yamkin@mail.ru

Viktor V. Suprunchik⁴,
tori@torinsk.ru

Alexey S. Maslov¹,
A.Maslov@gtt.gazprom.ru

Mikhail A. Bubenchikov¹,
M.Bubenchikov@gtt.gazprom.ru

¹ Gazprom transgaz Tomsk LLC,
9, Frunze avenue, Tomsk, 634029, Russia.

² Gazprom VNIIGAZ LLC,
bld. 1, vl. 15, Proektiruemy proezd no. 5537, s.p. Razvilkovskoe, pos. Razvilka, Moscow, 142717, Russia.

³ Saint Petersburg Mining University,
2, 21 line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia.

⁴ LLC NPF TORI,
2, Academician Rzhanova avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of the research is caused by the need of on-line tracking of pipeline inspection and cleaning gauges in time of pigging procedures of pipelines for transportation of hydrocarbons. In this process, the maximum possible accuracy in determining the speed and location of pipeline inspection and cleaning gauge is required. Despite on the presence of numerous systems for solving this problem, the development of equipment for accurately determination of the speed and linear coordinates of moving and stopping of pipeline inspection and cleaning gauge, remains an urgent problem.

The main aim of the research is to investigate the effectiveness of the system for infrasound monitoring of gas pipelines for tracking of travelling pipeline inspection and cleaning gauge and for its location in the case of stuck in the pipeline.

Objects: linear part of main gas pipelines and pipeline inspection and cleaning gauge.

Methods: infrasound monitoring of the main gas pipeline for tracking of travelling pipeline inspection and cleaning gauge with the aid of network of distributed sensors; the sensors were installed in the immediate vicinity from the pipe; receiving and processing of infrasonic signals arising from the contacts of the pipeline inspection and cleaning gauge with inner surface of the pipe; on-line monitoring of the current position of the pipeline inspection and cleaning gauge.

Results. It was demonstrated that the system of infrasound monitoring of gas pipelines allows implementing tracking of travelling pipeline inspection and cleaning gauge and to locate it in the case of stuck in the pipeline. The system automatically determines the location and speed during the movement of the pipeline inspection and cleaning gauge in real time. The sensitivity of the sensors of the system allows them to be installed at a distance of up to 40 km from each other for positioning pipeline inspection and cleaning gauge with required accuracy. The deviation of the travelling pipeline inspection and cleaning gauge coordinate, which was determined by the system, was less than 46 m from the actual coordinate. When the pipeline inspection and cleaning gauge is stopped, the infrasound monitoring system allows determining its position with a deviation of less than 7 m from the actual coordinate. It is also experimentally confirmed that the infrasonic signal attenuates faster when propagating in the direction of the gas flow.

Conclusion. Infrasound monitoring is an effective technical solution for tracking pipeline inspection and cleaning gauge when it is moving in pipeline and when it is necessary to find it in the case of stuck in the pipeline.

Key words:

Main gas pipeline, tracking of cleaning gauge, infrasound monitoring, search for a stopped cleaning gauge, propagation of infrasound in a gas pipeline.

REFERENCES

- Morse F. *Kolebaniya i zvuk* [Oscillations and sound]. Leningrad, State Publ. house of technical and theoretical literature, 1949. 497 p.
- Vremennye tekhnicheskie trebovaniya k infrazvukovoy sisteme monitoringa gazoprovodov* [Temporary technical requirements for the infrasound gas pipeline monitoring system]. Saint Petersburg, PJSC Gazprom Publ., 2020. 14 p.
- Chukhareva N.V., Revazov A.M., Yamkin A.V., Maslov A.S. Infrasound monitoring of the main gas pipeline. *Gas industry*, 2019, no. 6, pp. 42–49. In Rus.
- Yamkin A.V., Chukhareva N.V. Opytnye ispytaniya sistemy infrazvukovogo monitoringa na uchastke magistralnogo gazoprovoda [Experimental tests of the infrasound monitoring system at the section of the main gas pipeline]. *II-ya Vserossiyskaya konferentsiya. Trubny transport uglevodorodov* [II All-Russian conference. Pipe transport of hydrocarbons]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2018. pp. 99–105.
- Suprunchik V.V. Neotlozhnye меры dlya zashchity truboprovodov [Urgent measures to protect pipelines]. *Khimicheskaya tekhnika*, 2014, no. 8, pp. 18–21.
- Suprunchik V.V., Konovalov N.M., Myznikov M.O. Sistema soprovozhdeniya vnutritrubnykh snaryadov (SSVS-001) [Tracking system for inline pigs (SSVS-001)]. *Truboprovodnyy transport nefii*, 2003, no. 12, pp. 9–12.
- Nguyeo T.T., Kim S.B., Yoo H.R., Rho Y.W. Modeling and simulation for PIG with bypass flow control in natural gas pipeline. *KSME International Journal*, 2001, vol. 15, no. 9, pp. 1302–1310.
- Liang Z., Cai H., He W. Speed simulation of bypass hole PIG with a brake unit in liquid pipe. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, no. 42, pp. 40–47.

9. Chen J., Luo X., Zhang H., He L., Chen J., Shi K. Experimental study on movement characteristics of bypass pig. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, no. 59, pp. 212–223.
10. *Katalog produktov tsentra ochistki i diagnostiki truboprovodov «Semigorye»* [Catalog of products of the center for diagnostics of pipelines «Semigorye»]. 2018. Available at: <https://semigor.ru/catalog/> (accessed 25 January 2022).
11. Bochkarev N.N., Kurochkin A.A. Vibrodiagnostic control of the movement of in-line objects in main gas pipelines. *Oil and gas business*, 2012, no. 5, pp. 86–98. In Rus.
12. Bernasconi G., Giunta G. Acoustic detection and tracking of a pipeline inspection gauge. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107549
13. Patricio R.A.C., Baptista R.M., De Rachid F.B.F., Bodstein G.C.R. Numerical simulation of pig motion in gas and liquid pipelines using the Flux-Corrected Transport. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 189, pp. 1–19.
14. Hendrix M.H.W., Jsseldijk H.P., Breugem W.P., Henkes R.A.W.M. Experiments and modeling of by-pass pigging under low-pressure conditions. *Journal of Process Control*, 2018, vol. 71, pp. 1–13.
15. Kalinichenko A.N. *Structural scheme of detection and recognition of signals during the passage of in-line objects*. 2012. Available at: <https://jwtsu.ru/journal/article/view/289/290> (accessed 25 December 2021).
16. Hartog A.H. *An introduction to distributed optical fibre sensors*. 2017. Available at: <https://doi.org/10.1201/9781315119014> (accessed 25 January 2022).
17. Krotenok Yu. S. Measuring and computing complex for identification of the passage of in-line objects. *Bulletin of GSTU im. O.N. Sukhoi*, 2021, no. 1, pp. 113–119. In Rus.
18. Verbilo A.S., Korzun S.P., Kostin N.S., Novichkov K.V., Ponomareva N.A., Tokarev E.F., Tyablikov A.V., Zhogun M.V., Magomedov Z.A., Machekhin I.O. Avtomatizirovanny akusticheskiy kontrol dinamiki prokhozhdeniya ochistnykh porshney i ustroystv diagnostiki po magistralnomu truboprovodu [Automated acoustic control of the dynamics of the passage of cleaning pistons and diagnostic devices through the main pipeline]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2016, no. 2, pp. 75–85.
19. Barabanov S.A., Glikman B.F. Koeffitsiyent zatukhaniya akusticheskoy volny, rasprostranyayushchey v turbulentnom potoke protyazhennogo truboprovoda [Acoustic wave damping coefficient propagating in a turbulent flow of an extended pipeline]. *Akusticheskii zhurnal*, 2009, vol. 55, no. 2, pp. 171–179.
20. Dowling A. Convective amplification of real simple sources. *Journal of Fluid Mechanics*, 1976, vol. 74, P. 3, pp. 529–546.
21. Pulkki V., Lahivaara T., Huhtakallio L. Effects of flow gradients on directional radiation of human voice. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 2018, vol. 143 (2), pp. 1173–1181.
22. Lurie M.V., Musailov I.T. Study of the dependence of the speed of sound on pressure in the main gas pipelines of high and superhigh pressure. *Gas industry*, 2019, no. 5, pp. 80–84. In Rus.

Received: 26 May 2022.

Information about the authors

Alexander V. Yamkin, deputy head of technical department, Gazprom transgaz Tomsk LLC.

Igor Y. Morin, Cand. Sc., deputy head of the Laboratory of the Corporate Scientific and Technical Center for Controlling the Technical Condition and Integrity of Production Facilities, Gazprom VNIIGAZ LLC.

Maxim A. Yamkin, student, Saint Petersburg Mining University.

Viktor V. Suprunchik, Cand. Sc., director, NPF TORI LLC.

Alexey S. Maslov, Cand. Sc., head of technical department, Gazprom transgaz Tomsk LLC.

Mikhail A. Bubenchikov, Dr. Sc., Academician of the International Academy of Technological Sciences, leading specialist, Gazprom transgaz Tomsk LLC.

УДК 631.41:550.4:504.054

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ПОЧВАХ ПРИРОДНЫХ И АНТРОПОГЕННЫХ ЛАНДШАФТОВ (НА ПРИМЕРЕ КРАСНОУРАЛЬСКОГО ПРОМУЗЛА)

Шабанов Михаил Викторович¹,
geohim.spb@gmail.com

Маричев Максим Сергеевич¹,
m.s.marichev@yandex.ru

¹ Санкт-Петербургский государственный аграрный университет,
Россия, 196601, г. Санкт-Петербург, г. Пушкин, Петербургское шоссе, 2.

Актуальность. С развитием индустриального общества почвы все в большей степени подвержены воздействию различных техногенных факторов, что приводит к нарушению их функционала, в том числе и влиянию на продуктивность, рост и развитие представителей флоры и фауны. В районах функционирования комбинатов горноперерабатывающей промышленности особенно важно следить за изменением почв и их общего экологического состояния. Образование аномальных областей с высоким содержанием тяжелых металлов в почвах приводит к видоизменению типов почв и как следствие к утрате экономического потенциала их использования.

Цель: установление путей образования аномалий в зоне воздействия горнометаллургического комбината ООО «Святогор», расположенного в окрестностях города Красноуральск, Свердловской области.

Объекты: почвы прилегающей территории в районе функционирования горнометаллургического комбината (окрестности города Красноуральск, Свердловская область).

Методы. В азотнокислых почвенных вытяжках определялось валовое содержание Zn, Cd, Pb, Cu методом инверсионной вольтамперометрии. По полученным данным анализа проводилась выборка данных, статистическая обработка, расчет порога аномальности и дальнейшее построение диаграмм распространения аномальных областей с наложением на карту местности по методу радиальных базисных функций.

Результаты. Согласно полученным данным концентраций тяжелых металлов в почве и построенным диаграммам аномальных зон определены пороги аномальных концентраций (мг/кг): Cd=0,3; Zn=71,8; Pb=31,0; Cu=176,5. Аномальные зоны с превышением пороговых концентраций сосредоточены в районе комбината и локальными участками в северо-восточном направлении. К иллювиальной части профиля аномальное содержание всех металлов снижается и сосредоточено лишь в местах вблизи источника эмиссии выбросов комбината. В верхних почвенных горизонтах концентрации превышают порог аномальности в десятки раз. Полученные аномальные значения подтверждают увеличение фоновых концентраций цинка, кадмия, свинца и меди в почвах исследуемой территории.

Ключевые слова:

Техногенез, аномальные зоны, тяжёлые металлы, почвы, Красноуральск.

Введение

Формирование геохимического фона складывается за счет образования в литологических областях руденосных тел, появляющихся при образовании различных групп и структур тектонических компонентов. В данных областях перераспределение химических элементов идет по всей проекции оруденения и с частичным переходом в сопряженные с ними среды. В результате геохимический фон может быть сильно завышен. Тем не менее стабильность функционирования литологических систем в таких областях не нарушается, так как миграционный цикл обеспечивается протеканием естественных геохимических процессов. В свою очередь, в районах интенсивной техногенной нагрузки, таких как территории функционирования предприятий цветной металлургии, также фиксируется завышенный геохимический фон элементов, среди которых значительную долю занимают металлы халькофильного ряда. Отличительной особенностью формирования геохимического состава территорий вблизи таких предприятий является постоянный принос высоких концентраций металлов с техногенными потоками, поступающими за более короткие временные сроки, в сравнении с участками

естественно сформированного высокого геохимического фона. На пути распространения техногенных потоков почва является одной из главных природных тел, аккумулирующих в себе поллютанты, из которых наиболее распространенными при деятельности предприятий цветной металлургии являются Zn, Cu, Pb, Cd [1–5]. Основным источником поступления данных загрязнителей и путем миграции в почву являются аэропромвыбросы, что также отмечается исследователями таких стран, как Россия, Канада, США, Франция, Китай и др. [5–17].

Одной из актуальных и приоритетных задач современного почвоведения является поиск и создание эффективных методов очистки загрязненных почв, в связи с чем необходимо проведение детальных исследований, отражающих и характеризующих специфику поведения поллютантов в почвах. Формирование геохимических аномалий тяжелых металлов в природных и антропогенных ландшафтах может проходить по различным сценариям, в связи с чем цель данной работы заключается в установлении путей образования почвенно-геохимических аномалий в условиях природных и антропогенных ландшафтов в зоне воздействия горнометаллургического комбината.

Объект и методы исследования

Район исследования располагается в северной части Свердловской области (Россия) на территории Красноуральского промузла, относящегося к среднеуральскому региону, Восточно-Тагильской зоны Тагило-Магнитогорского прогиба таежно-лесной зоны.

Объектом исследования являются почвы территории Красноуральского промузла в окрестностях комбината ОАО «Святогор». Рельеф района относится к полоγο-увалистому типу [18]. В ходе работ проводилась закладка почвенных разрезов по схеме, изображенной на рис. 1.

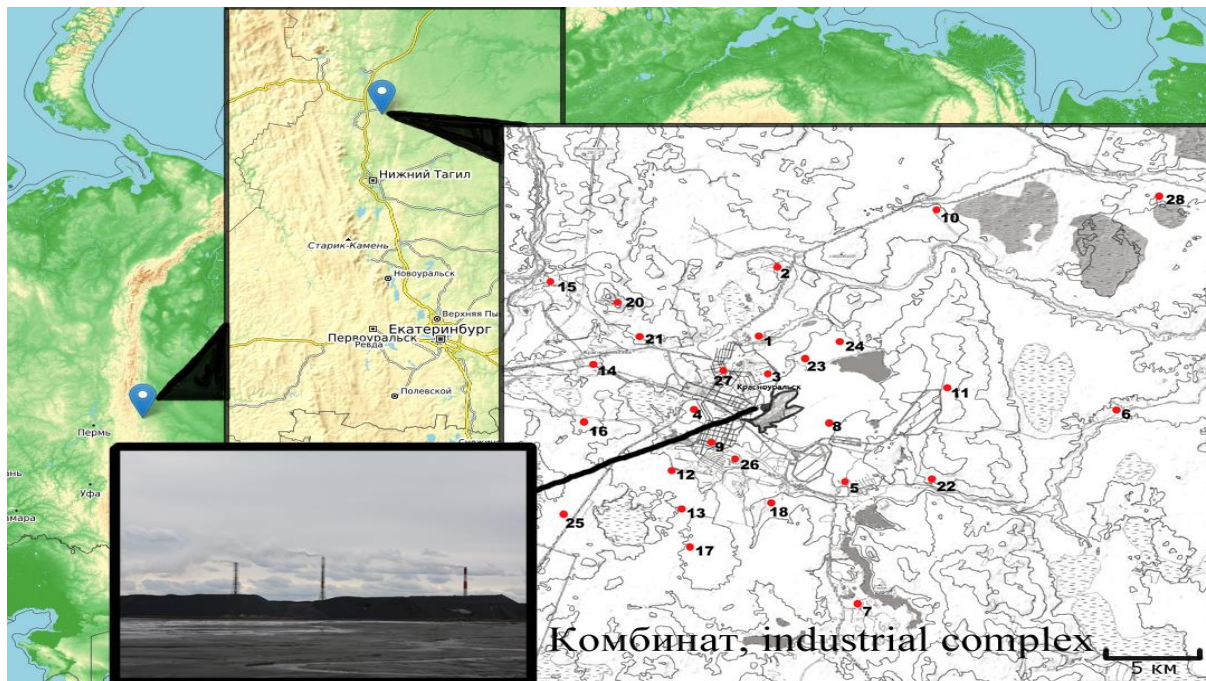


Рис. 1. Территория района работ (Красноуральский промузл)

Fig. 1. Territory of the work area (Krasnouralsky industrial complex)

Район работ затрагивает различные компоненты ландшафтов, изображенные на рис. 2. Участки, отдаленные более чем на 8 км от комбината (рис. 2, п. 1, 2), как в лесных, так и лугово-полевых провинциях, характеризуются отсутствием видимых нарушений изменения экосистем. С приближением к комбинату на расстояние порядка 4–8 км визуально наблюдается изреженность в древостое лесных угодий и уменьшение проективного покрытия травянистой растительности (рис. 2, п. 3, 4). В селитебных районах (рис. 2, п. 5, 6) также визуально наблюдается угнетение растительности, а с приближением к комбинату ближе чем на 1 км (рис. 2, п. 7, 8) растительность представлена лишь единичными видами или же вовсе отсутствует.

На исследуемой территории почвы преимущественно дерново-подзолистые и подзолистые тяжелосуглинистые, подстилаемые делювиом с выветрелым щебнем местных пород (Luvisols Abruptic Albic, Podzols Abruptic Albic) [19, 20]. Подзолистые почвы дифференцированы на ряд горизонтов O-EL_(g)-BT_(g), дерново-подзолистые дифференцированы на O-AY-BEL-BT_{1(g)}-BT_{2(g)}. Данные почвы характеризуются темно-серой окраской гумусово-аккумулятивных горизонтов (AY), белесовато-пепельной для элювиальных (EL), сменяющейся с глубиной на светло-серую (BEL) и коричневато-охристую (BT). Нижние иллювиальные горизонты часто оглеены. Структура сменяется от комковатой (AY) до призматической (BT).

Отбор почвенных образцов проводился согласно ГОСТ 17.4.4.02.2017 [21].

В азотнокислой почвенной вытяжке с помощью метода инверсионной вольтамперометрии в отобранных образцах по всей почвенной толще разреза определялось валовое содержание Zn, Cu, Cd, Pb, согласно методике МУ 31-11/05, внесённой в Федеральный реестр методик измерений под номером: ФР.1.31.2005.02119.

Расчет фоновых концентраций проводился с выявлением закона распределения и дальнейшей выборкой данных с последующим подсчетом среднеквадратичных логарифмов отклонений для материнской породы и для верхней почвенной толщи 0–15 см. Фоновое содержание в материнской породе составляет (мг/кг): Zn=15,9; Cd=0,009; Pb=14,1; Cu=23,1.

Аномальное содержание рассчитывалось исходя из критериев распределения металлов лишь в верхней почвенной толще серогумусовых горизонтов на глубине 0–15 см и нижних иллювиальных горизонтов, прилегающих к материнской породе на 70–80 см, как горизонтов, наиболее отчетливо отражающих степень поступления и характер миграции тяжелых металлов в почве.

Математическая обработка и методика расчёта порога аномальности производилась согласно логнормальному закону распределения. Согласно полученным критериям статистического закона, характеристика уровня отклонений от среднearифметического значения (S) рассчитывалась по формуле:

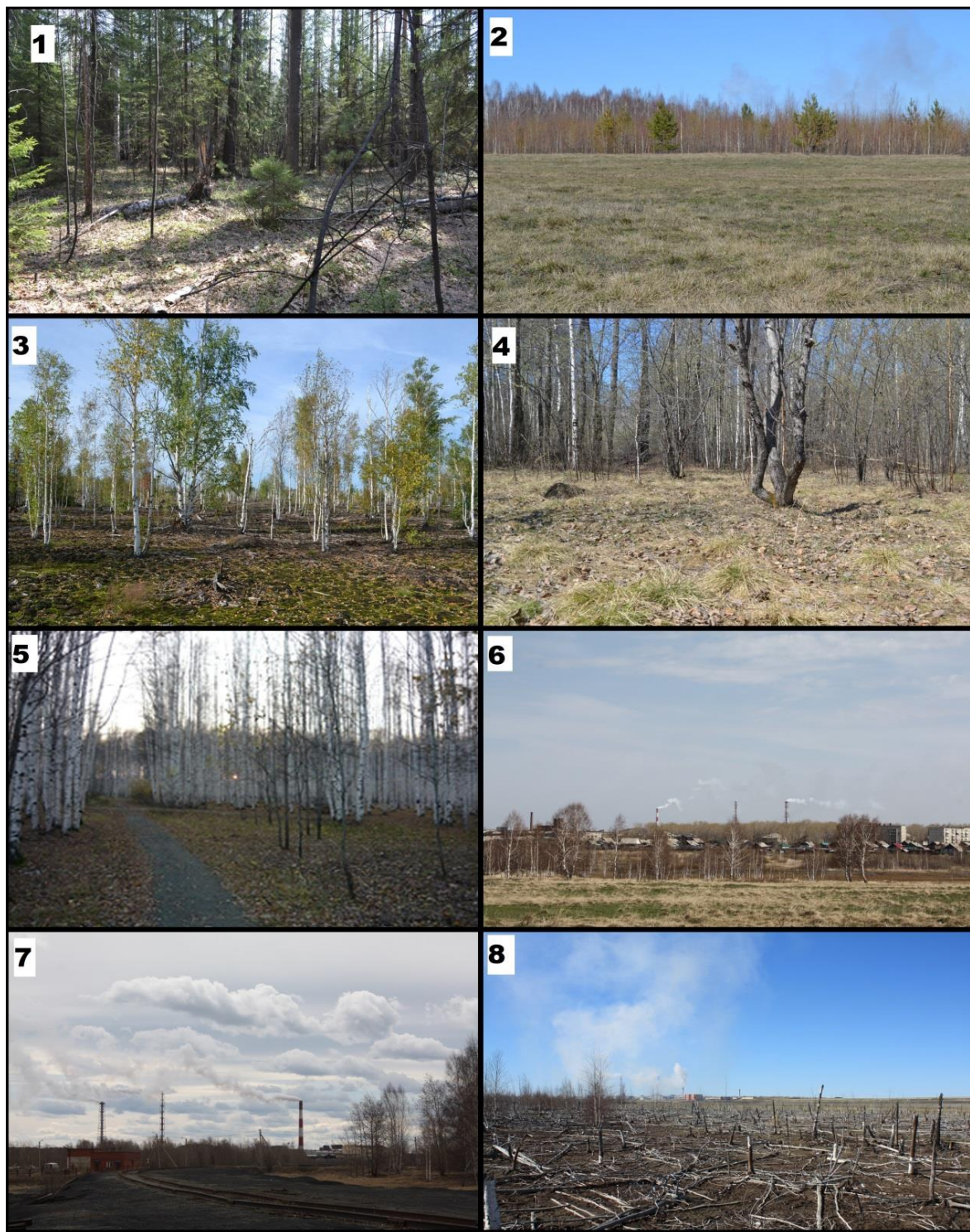


Рис. 2. Ландшафты исследуемой территории: 1, 2 – в отдалении от комбината более 8 км; 3, 4 – на расстоянии 4–8 км от комбината; 5, 6 – селитебные ландшафты в 1–2 км от комбината; 7, 8 – менее 1 км от комбината

Fig. 2. Landscapes of the studied territory: 1, 2 – at a distance of more than 8 km from the industrial complex; 3, 4 – at a distance of 4–8 km from the industrial complex; 5, 6 – residential landscapes in 1–2 km from the industrial complex; 7, 8 – less than 1 km from the industrial complex

$$S_{lg} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\lg x - \overline{\lg x})^2}{N-1}},$$

где $\overline{\lg x}$ – среднеарифметическое значение логарифмов содержаний элемента; $\lg x$ – значение логарифмов содержания i -го элемента; N – количество проб.

Следующей, немаловажной, задачей является расчет стандартного отклонения (ε), используемого в поиске величины порога аномальности. Значения (ε) определялись как антилогарифм стандартного отклонения десятичных логарифмов содержаний элементов:

$$\varepsilon = \text{ant } \lg S_{lg}.$$

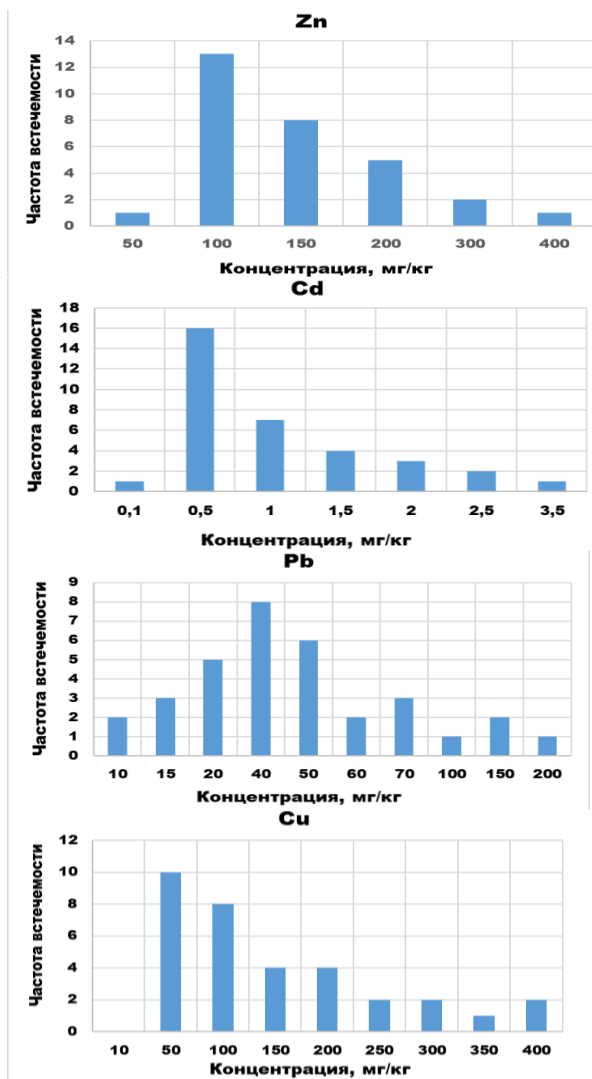


Рис. 3. Частота встречаемости валового содержания металлов в верхних горизонтах, построение гистограмм распределения

Fig. 3. Frequency of occurrence of the gross metal content in the upper horizons, construction of histograms of distribution

Выявление самих геохимических аномалий производилось согласно полученным критериям расчётов стандартного отклонения и фонового содержания при логнормальном распределении, с учетом которого рассчитывался порог аномальности (C_a):

$$C_a = C_{\phi} \times \varepsilon^{\sqrt[3]{m}},$$

где m – количество учитываемых проб; C_{ϕ} – фоновые концентрации элементов

Величины концентраций элементов, превышающие порог аномальности, свидетельствуют о наличии геохимических аномалий и накоплении металлов в данной области. Построение карт геохимических аномалий проводилось в геоинформационной системе Golden Software Surfer 12 по методу радиальных базисных функций (Radial Basis Functions), характеризующемуся как один из лучших методов построения диаграмм распределения на ровной поверхности через экспериментальные точки.

Результаты и их обсуждение

Формирование аномальных областей тяжелых металлов в почве на территории исследования обуславливается мощностью техногенных аэропромышленных выбросов комбината, а значение порога аномальности будет складываться из ряда факторов. На данный момент нормативные показатели предельно допустимых концентраций валового содержания в почве по цинку, кадмию и меди в России отсутствуют. Для свинца ПДК составляет: 32,0 мг/кг (песчаные и супесчаные); 65,0 мг/кг (в кислых $pH_{KCL} < 5,5$, суглинистых и глинистых); 130,0 мг/кг (близких к нейтральным и нейтральным, $pH_{KCL} > 5,5$, суглинистых и глинистых). Из-за своей неоднородности и отсутствия единого документа, обеспечивающего контроль за величиной данных тяжелых металлов в почвах, общепринято при исследовании и мониторинге уровня загрязнения почв сравнивать концентрации с фоновыми значениями исследуемой территории.

При расчете фоновых концентраций валового содержания в верхних горизонтах почв (рис. 3) определены следующие значения (таблица).

Таблица. Фоновые концентрации тяжелых металлов в почвах исследуемого района и их кларковое содержание в Земной коре

Table. Background concentrations of heavy metals in the soils of the studied area and their clark content in the Earth's crust

Элемент Element	Фоновые концентрации в верхних горизонтах исследуемых почв, мг/кг Background concentrations in the upper horizons of the studied soils, mg/kg	Кларк в Земной коре, мг/кг Clark in the Earth's crust, mg/kg			
		А.П. Виноградов A.P. Vinogradov [22]	Н. Гринвуд, А. Эрншо N. Greenwood, А. Еармшав [23]	R.L. Rudnik, S. Gao [24]	Н.А. Григорьев N.A. Grigoriev [25]
Zn	90,3±1,8	83,0	76,0 ... 100,0	75	75
Cd	0,5±0,01	0,13		0,06	0,64
Pb	30,9±0,4	16,0	13,0	–	–
Cu	53,7±1,5	16,0	13,0	27	39

Кадмий. На территории Красноуральского промузла в ходе проведения мониторинга почв другими исследователями содержание кадмия было ниже предела обнаружений [26]. В свою очередь, ряд ученых [12, 27] отмечают высокие концентрации данного металла в верхних частях почвы.

В ходе исследования по наличию аномальных областей кадмия в районе Красноуральского промузла выявлено, что участки с номерами отбора проб № 1, 2, 6, 7, 15, 17 и 25 имеют пределы концентраций кадмия ниже порога аномальности, равного 0,3 мг/кг (рис. 4). В слоях от 0 до 15 см серогумусовых горизонтов почв выявлены аномально высокие концентрации кадмия. В районах техногенно нарушенных областей (разрезы № 5, 11 и 24) и участков, лишенных древесной растительности (разрезы № 20 и 27), образуются ореолы рассеивания, превышающие порог аномальности. Для данных районов в верхней части почвенного профиля высокие концентрации металла обусловлены макси-

мальной сорбцией кадмия с гумусовыми веществами. Дополнительным фактором к аккумуляции в верхней части профиля служит высокая доля физической глины в данных почвах, что также отмечается в исследованиях С.А. Горбатова [28].

Как изложено в работах В.В. Наркисовой [29], в геологическом отношении в строении Красноуральской свиты кадмий находится в малом количестве, ниже предела обнаружений. Тем не менее в нижней части профиля порог аномальности для кадмия на глубине 70–80 см составляет 0,29 мг/кг. В отличие от

верхних, в иллювиальных горизонтах исследуемых почв превышения порога аномальности зафиксированы лишь в районе разреза № 7. Повышению мобильности данного металла способствует кислая реакция среды [27], наблюдаемая в профиле почвы. Аналогичные закономерности отмечены в работах В.С. Путилиной [30]. Другие исследуемые районы лишены аномально высоких концентраций в иллювиальной части профиля почв, вероятно, из-за более высокой адсорбции и наличия более ёмких геохимических барьеров в верхних частях почв.

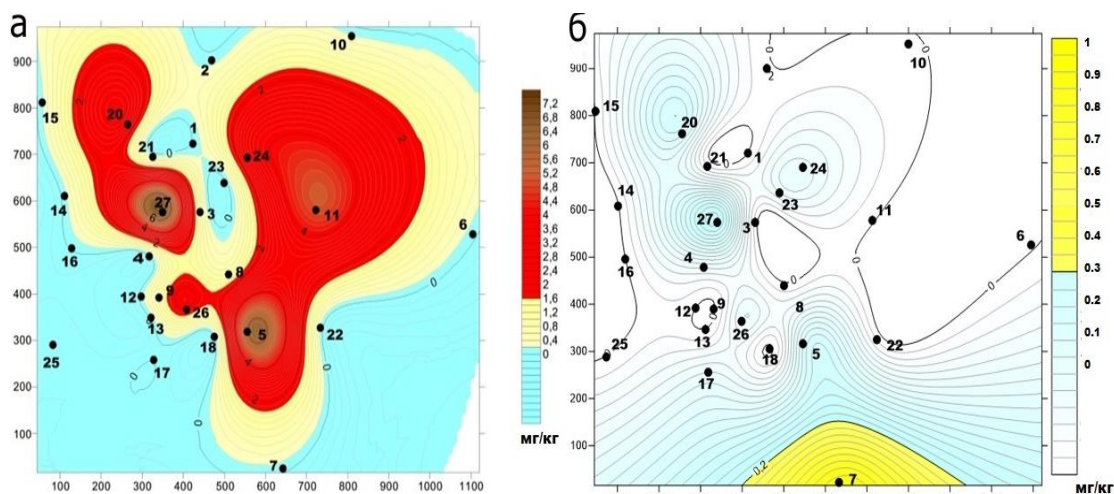


Рис. 4. Кадмий. Геохимические аномалии: а) гумусово-аккумулятивные горизонты (0–15 см); б) иллювиальные горизонты (70–80 см)

Fig. 4. Cadmium. Geochemical anomalies: a) humus-accumulative horizons (0–15 cm); б) illuvial horizons (70–80 cm)

Цинк. В физико-химическом отношении поведение цинка в почве схоже с кадмием [31]. В результате математической обработки полученных данных анализа выявлен порог аномальности для цинка – 71,8 мг/кг, что на 20 % меньше фоновых концентраций и кларковых значений (таблица). Аномальные ореолы рассеивания в большей степени формируются в серогумусовых горизонтах в районах импактной зоны (рис. 5, разрез № 8) с максимальными концентрациями 2400 мг/кг. В результате образования ано-

мальных зон данные районы техногенно преобразовываются и лишены растительного покрова [32]. Более обширная зона образования аномалий цинка связана с большей дальностью переноса газопылевыми выбросами комбината [33]. При одновременно высоких концентрациях с другими металлами сорбционные способности цинка могут ослабевать, особенно при высоких концентрациях меди в почве. Данная особенность описывается в работах В.С. Путилиной [30].

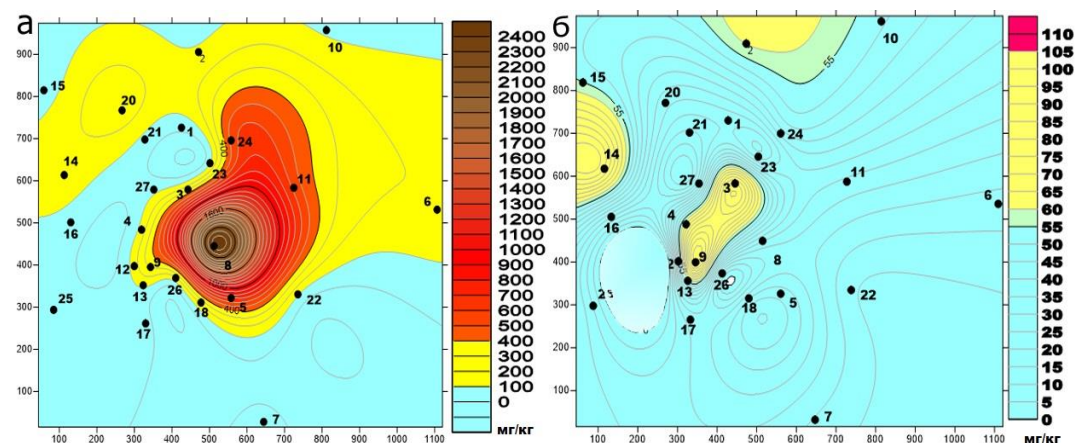


Рис. 5. Цинк. Геохимические аномалии: а) гумусово-аккумулятивные горизонты (0–15 см); б) иллювиальные горизонты (70–80 см)

Fig. 5. Zinc. Geochemical anomalies: a) humus-accumulative horizons (0–15 cm); б) illuvial horizons (70–80 cm)

В иллювиальных горизонтах почв на глубине 70–80 см порог аномальности составляет 59,4 мг/кг. На исследуемой территории превышение значений порога аномальности зафиксировано в районе разрезов № 2, 3, 4, 9, 12 и 14. Низкие значения радиальной дифференциации, кислая реакция среды и невысокая конкурентная способность адсорбции характеризуют способность миграции данного металла в профиле почв и его наличие в нижней части профиля. В геологическом отношении в породах данной территории присутствует цинк, но его концентрации не превы-

шают средних значений в почвах Земли по Виноградову [22].

Свинец. В ходе проведенных нами расчетов значений порога аномальности в верхней части почв 0–15 см в серогумусовых горизонтах составляет 34,0 мг/кг (таблица). Основные аномальные зоны с высоким содержанием свинца приурочены к территориям импактной зоны [19]. Максимальные концентрации, более чем 2000,0 мг/кг, зафиксированы в районе разреза № 8. В данном районе находится максимальный ореол рассеивания, концентрации превышают фон более чем в 150 раз (рис. 6).

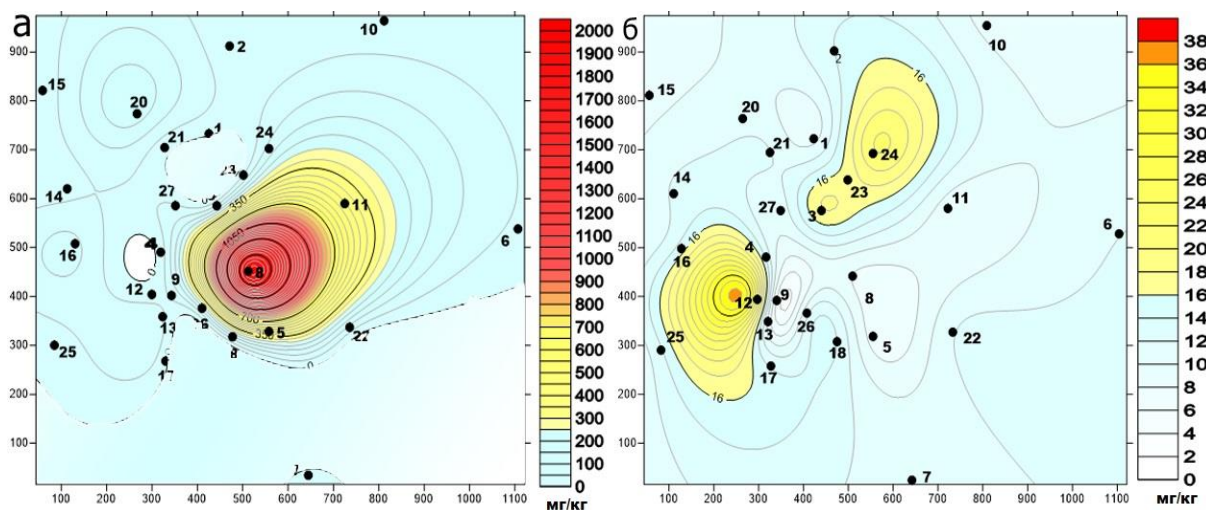


Рис. 6. Свинец. Геохимические аномалии: а) гумусово-аккумулятивные горизонты (0–15 см); б) иллювиальные горизонты (70–80 см)

Fig. 6. Plumbum. Geochemical anomalies: a) humus-accumulative horizons (0–15 cm); б) illuvial horizons (70–80 cm)

На данных техногенно-нарушенных территориях за счет активных эоловых процессов осуществляется дополнительный массоперенос мелкодисперсных фракций.

В нижней части профиля в иллювиальных горизонтах, на глубине 70–80 см, порог аномальности в разы меньше, чем в серогумусовых, и составляет 15,8 мг/кг. Тем не менее происходит образование аномальных ореолов рассеивания в районе разрезов № 3, 4, 12, 13, 16 и 24. Образование аномальных зон связано, вероятно, с активными процессами миграции вниз по профилю с гумусовыми кислотами. Как отмечали в своих работах Г.М. Варшал [34] и В.С. Савенко [35], соединения свинца с гуминовыми кислотами в процессах миграции активно сорбируются алюмосиликатами, которых большое количество в иллювиальной части профиля.

Медь. Полученные нами расчетные значения порога аномальности для верхней толщи исследуемых почв от 0 до 15 см – 176,5 мг/кг, что является выше фона в 3,3 раза (таблица).

Один из наиболее обширных ореолов рассеивания зафиксирован в импактной зоне в районе разрезов № 3, 8 и 11 с максимальными концентрациями в данных областях от 1200,0 до 2400,0 мг/кг (рис. 7).

В иллювиальных горизонтах, на глубине 78–80 см, пороговые значения аномального содержания меди составляют 78,7 мг/кг. Яркий ореол рассеивания наблюда-

ется в районе разреза № 23. Аномальное содержание в данном районе, вероятно, связано с полной сорбцией меди путем образования прочно связанных специфически сорбированных соединений в верхних горизонтах, а также с миграцией разрушенных соединений, образованных путем неспецифической сорбции, и их переход в прочносвязанные в иллювиальной части почвы.

Формирование аномальных зон с высокими концентрациями тяжелых металлов в большей степени связано с действием различного рода экзогенных процессов наряду с обильно поступающими техногенными потоками комбината. Так, под действием миграции происходит массоперенос соединений тяжелых металлов из верхних почвенных горизонтов в иллювиальные.

Среди способности в образовании геохимически аномальных зон наблюдается неоднородность из ряда исследуемых халькофильных элементов. В серогумусовых горизонтах в большей степени концентрируются кадмий и цинк, вероятно, за счет сходства в строении их электронных орбиталей и образовании связей, данные металлы частично замещают двухвалентные ионы из почвенно-поглощающего комплекса. Свинец и медь в большей степени образуют органо-минеральные комплексы и как следствие вместе с гумусовыми кислотами могут в большей степени мигрировать внутри профиля, образуя аномальные зоны в иллювиальных горизонтах.

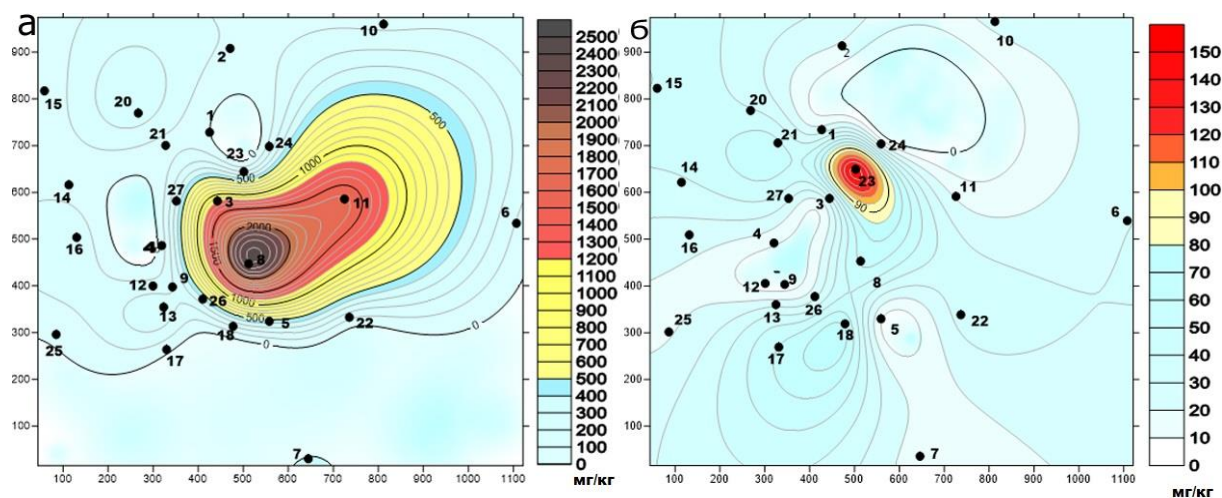


Рис. 7. Медь. Геохимические аномалии: а) гумусово-аккумулятивные горизонты (0–15 см); б) иллювиальные горизонты (70–80 см)

Fig. 7. Copper. Geochemical anomalies: a) humus-accumulative horizons (0–15 cm); б) illuvial horizons (70–80 cm)

Выводы

В результате проведенных исследований выявлен ряд геохимически аномальных зон, содержащих в себе высокие концентрации исследуемых тяжелых металлов. Так, основные области аномально высоких концентраций локализованы преимущественно вблизи комбината. Внутривершинная дифференциация характеризуется аккумуляцией тяжелых металлов в верхней почвенной толще 0–15 см, в серо-гумусовых горизонтах. В нижних иллювиально-текстурных, на глубине 70–80 см, аномальные зоны значительно уменьшаются и проявляются более точно в пространственном изменении.

В ходе работ выявлены значения порогов аномальности для верхней толщи почвы (мг/кг) – 0–15 см:

Zn=90,4; Cd=0,5; Pb=30,9; Cu=53,7. Для нижней, на глубине 70–80 см, порог аномальности (мг/кг): Zn=15,9; Cd=0,009; Pb=14,1; Cu=23,1.

Среди металлов кадмий образует более обширные аномальные зоны с концентрациями, превышающими порог аномальности в 10–20 раз для верхних горизонтов, в иллювиально-текстурных горизонтах превышения в 2 раза лишь в одной локальной области. Цинк, свинец и медь превышают порог аномальности в сотни раз в верхних горизонтах и в десятки в нижних. В результате построения карт распределения геохимических аномалий выявлена пространственная неоднородность распределения уровня загрязнения исследуемыми металлами почв.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Загрязнение почв выбросами предприятий цветной металлургии / Ю.Н. Водяницкий, Е.В. Плеханова, Е.В. Прокопович, А.Т. Савичев // Почвоведение. – 2011. – № 2. – С. 240–249.
- Barkan V.Sh., Lyanguzova I. V. Concentration of heavy metals in dominant moss species as an indicator of aerial technogenic load // Russian Journal of Ecology. – 2018. – V. 49. – № 2. – P. 128–134. URL: <https://doi.org/10.1134/S1067413618020030> (дата обращения 05.05.2022).
- Liu Z., Liu Y. Does anthropogenic land use change play a role in changes of precipitation frequency and intensity over the Loess Plateau of China // Remote Sens. – 2018. – V. 10. – № 1818. – P. 1–14. URL: <https://www.mdpi.com/2072-4292/11/13/1603> (дата обращения 05.05.2022).
- Копылов И.С. Аномалии тяжелых металлов в почвах и снежном покрове города Перми как проявления факторов геодинамики и техногенеза // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 1. – С. 335–339.
- Техногенное воздействие на окружающую среду в Российской Арктике на примере Норильского промышленного района / Н.В. Юркевич, И.Н. Ельцов, В.Н. Гуреев, Н.А. Мазов, Н.В. Юркевич, А.В., Еделев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 12. – С. 230–249.
- Ettler V. Soil contamination near non-ferrous metal smelters: a review // Applied Geochemistry. – 2015. – V. 64. – P. 56–74. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S088329271530055X> (дата обращения 05.05.2022).
- Ghayouraneh M., Qishlaqi A. Concentration, distribution and speciation of toxic metals in soils along a transect around a Zn/Pb smel-

- ter in the northwest of Iran // Journal of Geochemical Exploration. – 2017. – V. 180. – P. 1–14. URL: <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2017.05.007> (дата обращения 05.05.2022).
- Groundwater co-contaminant behavior of arsenic and selenium at a lead and zinc smelting facility / R.T. Wilkin, T.R. Lee, D.G. Beak, R. Anderson, B. Burns // Applied Geochemistry. – 2018. – V. 89. – P. 255–264. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2017.12.011> (дата обращения 05.05.2022).
- Vodyanitskii Y., Minkina T. Determination of the affinity of heavy metals to carrier phases in soils // Environmental Geochemistry and Health. – 2021. – P. 1–12. DOI: 10.1007/s10653-021-00938-7
- Удачин В.Н., Вильямсон Б.Д., Рыков С.П. Фазовый состав пылей металлургических предприятий Южного Урала и их поведение в модельных опытах // Минералогия техногенеза. – Миасс: ИМин УрО РАН, 2005. – С. 97–105.
- Recognition of significant surface soil geochemical anomalies via weighted 3D shortest-distance field of subsurface orebodies: a case study in the Hongtoushan copper mine, NE China / W. Lifang, W. Xiangbin, Z. Baoyi, L. Xuefeng, H. Anshuo, M. Fei, D. Pengyao // Natural Resources Research. – 2019. – V. 28. – № 3. – P. 587–607. URL: <https://doi.org/10.1007/s11053-018-9410-7> (дата обращения 05.05.2022).
- Heavy metals in agricultural soils of the European Union with implications for food safety / G. Tôth, T. Hermann, M.R. Da Silva, L. Montanarella // Environ Int. – 2016. – № 88. – P. 299–309. URL: <https://doi.org/10.1016/j.envint.2015.12.017> (дата обращения 05.05.2022).
- Rodriguez-Eugenio N., McLaughlin M., Pennock D. Soil pollution: a hidden reality. – Rome: Food and Agriculture Organization, 2018. – 142 p.

14. Trace and toxic elements in the soils of different ecosystems of plateau areas of south Urals / I.G. Asylbaev, I.K. Khabirov, R.A. Lukmanov, A.N. Khasanov, I.M. Gabbasova // Polish Journal of Environmental Studies. – 2021. – V. 30. – № 3. – P. 2477–2487.
15. Liu G., Wang J., Xue W. Effect of the size of variable charge soil particles on cadmium accumulation and adsorption // Soils Sediments. – 2017. – № 17. – P. 2810–2821. URL: <https://doi.org/10.1007/s11368-017-1712-6> (дата обращения 05.05.2022).
16. Воробьева Д.А., Гусева Н.В. Геохимическая характеристика почв территории с высокой азтехногенной нагрузкой // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 149–159.
17. Najafi S., Jalali M. Effect of heavy metals on pH buffering capacity and solubility of Ca, Mg, K, and P in non-spiked and heavy metal-spiked soils // Environmental Monitoring and Assessment, Springer Nature. – 2016. – V. 188. – № 342. – P. 2–11. URL: <https://doi.org/10.1007/s10661-016-5329-9> (дата обращения 05.05.2022).
18. Шабанов М.В., Маричев М.С. Характер изменения кислотно-основных свойств почв в зоне техногенеза (на примере Красноуральского промузла) // Известия Уральского Горного Геологического Университета. – 2018. – № 1 (49). – С. 55–61.
19. Шабанов М.В., Маричев М.С. Изменение физико-химических свойств почв, подверженных техногенной нагрузке (на примере Красноуральского промузла) // Агрехимический вестник. – 2018. – № 6. – С. 19–25.
20. IUSS Working Group WRB. 2015. World reference base for soil resources 2014, update 2015. International soil classification system for naming soils and creating legends for soil maps. World Soil Resources Report. – Rome, 2014. – № 106. Food and Agriculture Organization. – 181 p
21. ГОСТ 17.4.4.02.2017. Охрана природы (ССОП). Почвы. – М.: Стандартинформ, 2018. – 10 с.
22. Виноградов А.П. Среднее содержание химических элементов в главных типах изверженных пород земной коры // Геохимия. – 1962. – № 7. – С. 555–571.
23. Гринвуд Н., Эрншо А. Химия элементов. в 2 т. / пер. с англ. – М.: БИНОМ, Лаборатория знаний, 2008. – Т. 1. – 607 с.
24. Rudnic R.L., Gao S. Composition of the continental crust // Treatise on Geochemistry. The Crust. Elsevier Sci. – 2003. – V. 3. – P. 1–64.
25. Григорьев Н.А. Распределение химических элементов в верхней части континентальной коры. – Екатеринбург: Уро РАН, 2009. – 382 с.
26. Бичукина И.А. Методические основы системы комплексного экологического мониторинга промышленной площадки медеплавильного комбината: на примере ОАО «Святогор»: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Екатеринбург, 2008. – 159 с.
27. Водяницкий Ю.Н. Тяжёлые и сверхтяжёлые металлы и металлоиды в загрязнённых почвах. – М.: ГНУ Почвенный институт им. В.В. Докучаева Россельхозакадемии, 2009. – 95 с.
28. Тобратов С.А., Попов В.И., Попова А.В. Факторы и закономерности миграции тяжелых металлов в лесных геосистемах Рязанского региона // Вопросы региональной географии и геоэкологии: Материалы региональной научно-практической конференции. Межвузовский сборник научных трудов. – Рязань: Изд-во Рязанский государственный университет им. С.А. Есенина, 2007. – С. 84–114.
29. Наркисова В.В. Петрохимия позднеордовикских – раннедевонских базальтоидов южной части Тагильской зоны Среднего Урала.: дисс. ...канд. геол.-минерал. наук. – М., 2005. – 167 с.
30. Путилина В.С., Галицкая И.В., Юганова Т.И. Адсорбция тяжелых металлов почвами и горными породами. Характеристики сорбента, условия, параметры и механизмы адсорбции: аналитический обзор. – Новосибирск: ГПНТБ СО РАН, 2009. – 155 с.
31. Kurdi F. Zinc and copper sorption and interaction in soils // Ibid. – 1983. – V. 47. – № 5. – P. 873–876.
32. Шабанов М.В., Маричев М.С. Оценка трансформации природно-территориальных комплексов при горнопромышленном техногенезе // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 90–99.
33. Сагт Ю.Е., Ревич Б.А., Янин Е.П. Геохимия окружающей среды. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
34. Гуминовые кислоты как природный комплексообразующий сорбент, концентрирующий тяжёлые металлы в объектах окружающей среды / Г.М. Варшал, Т.К. Велюханова, Д.Н. Чхетия и др., // Геохимические барьеры в зоне гипергенеза. Тезисы докладов Межд. Симпозиум. – М., 1999. – С. 51–53.
35. Савенко В.С., Савенко А.В. Экспериментальные методы изучения низкотемпературных геохимических процессов. – М.: ГЕОС, 2009. – 302 с.

Поступила 17.05.2022 г.

Информация об авторах

Шабанов М.В., кандидат сельскохозяйственных наук, доцент, кафедра почвоведения и агрохимии им Л.Н. Александровой, Санкт-Петербургский государственный аграрный университет.

Маричев М.С., кандидат биологических наук, старший преподаватель кафедры почвоведения и агрохимии им Л.Н. Александровой, Санкт-Петербургский государственный аграрный университет.

UDC 631.41:550.4:504.054

GEOCHEMICAL ANOMALIES OF HEAVY METALS IN THE SOILS OF NATURAL AND ANTHROPOGENIC LANDSCAPES (ON THE EXAMPLE OF THE KRASNOURALSKY INDUSTRIAL COMPLEX)

Mikhail V. Shabanov¹,
geohim.spb@gmail.com

Maxim S. Marichev¹,
m.s.marichev@yandex.ru

¹ St. Petersburg State Agrarian University,

2, Peterburgskoe highway, Saint Petersburg, 196601, Russia.

Relevance. With the development of industrial society, soils are increasingly exposed to various man-made factors, which leads to a violation of their functionality, including the impact on productivity, growth and development of representatives of flora and fauna. In the areas of operation of mining processing plants, it is especially important to monitor changes in soils and their general ecological condition. The formation of abnormal areas with a high content of heavy metals in soils leads to a modification of soil types and, as a consequence, the loss of economic potential for their use.

Objective: to establish the ways of formation of anomalies in the impact zone of the mining and metallurgical combine LLC «Svyatogor», located in the vicinity of the city of Krasnouralsk, Sverdlovsk region.

Objects: soils of the adjacent territory in the area of operation of the mining and metallurgical combine (the vicinity of the city of Krasnouralsk, Sverdlovsk region).

Methods. In nitric acid soil extracts, the gross content of Zn, Cd, Pb, Cu was determined by inversion voltammetry. According to the obtained analysis data, data sampling, statistical processing, calculation of the anomaly threshold and further construction of diagrams of the distribution of anomalous areas with overlay on the terrain map using the method of radial basis functions were carried out.

Results. According to the obtained data on the concentrations of heavy metals in the soil and the diagrams of abnormal zones, the thresholds of abnormal concentrations are determined (mg/kg) Cd=0,3; Zn=71,8; Pb=31,0; Cu=176,5. Abnormal zones with exceeding threshold concentrations are concentrated in the area of the plant and local areas in the north-east direction. To the illuvial part of the profile, the abnormal content of all metals decreases and is concentrated only in places near the source of the plant's emissions. In the upper soil horizons, concentrations exceed the anomaly threshold by tens of times. The obtained anomalous values confirm an increase in background concentrations of zinc, cadmium, lead and copper in the soils of the studied area.

Key words:

Technogenesis, anomalous zones, heavy metals, soils, Krasnouralsk.

REFERENCES

1. Vodyanitskii Y.N., Plekhanova E.V., Prokopovich E.V., Savichev A.T. Soil pollution by emissions of the enterprises of non-ferrous metallurgy. *Eurasian Soil Science*, 2011, vol. 44, no. 2, pp. 240–249. In Rus.
2. Barkan V.Sh., Lyanguzova I. V. Concentration of heavy metals in dominant moss species as an indicator of aerial technogenic load. *Russian Journal of Ecology*, 2018, vol. 49, no. 2, pp. 128–134. Available at: <https://doi.org/10.1134/S1067413618020030> (accessed 5 May 2022).
3. Liu Z., Liu Y. Does anthropogenic land use change play a role in changes of precipitation frequency and intensity over the loess plateau of China. *Remote Sens.*, 2018, vol. 10, no. 1818, pp. 1–14. Available at: <https://doi.org/10.3390/rs11131603> (accessed 5 May 2022).
4. Kopylov I.S. Anomalii tyazhelykh metallov v pochvakh i snezhnom pokrove goroda Permi kak proyavleniya faktorov geodinamiki i tekhnogeneza [Anomalies of heavy metals in soils and snow cover of Perm as manifestations of geodynamics and technogenesis factors]. *Fundamentalnye issledovaniya*, 2013, no 1, pp. 335–339.
5. Yurkevich N.V., Elkov I.N., Gureev V.N., Mazov N.A., Yurkevich N.V., Edelev A.V. Technogenic impact on the environment in the Russian Arctic on the example of the Norilsk Industrial district. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 12, pp. 230–249. In Rus.
6. Ettler V. Soil contamination near non-ferrous metal smelters: a review. *Applied Geochemistry*, 2015, vol. 64, pp. 56–74. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.09.020> (accessed 5 May 2022).
7. Ghayoraneh M., Qishlaqi A. Concentration, distribution and speciation of toxic metals in soils along a transect around a Zn/Pb smelter in the northwest of Iran. *Journal of Geochemical Exploration*, 2017, vol. 180, pp. 1–14. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2017.05.007> (accessed 5 May 2022).
8. Wilkin R.T., Lee T.R., Beak D.G., Anderson R., Burns B. Groundwater co-contaminant behavior of arsenic and selenium at a lead and zinc smelting facility. *Applied Geochemistry*, 2018, vol. 89, pp. 255–264. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2017.12.011> (accessed 5 May 2022).
9. Vodyanitskii Y., Minkina T. Determination of the affinity of heavy metals to carrier phases in soils. *Environmental Geochemistry and Health*, 2021, pp. 1–12. DOI: 10.1007/s10653-021-00938-7
10. Udachin V.N., Vilyamson B.D., Rykov S.P. Fazovy sostav pyley metallurgicheskikh predpriyatiy Yuzhnogo Urala i ikh povedenie v modelnykh opytakh [Phase composition of dusts of metallurgical enterprises of the Southern Urals and their behavior in model experiments]. *Mineralogiya tekhnogeneza* [Mineralogy of technogenesis]. Miass, IMin UrO RAN, 2005. pp. 97–105.
11. Lifang W., Xiangbin W., Baoyi Z., Xuefeng L., Anshuo H., Fei M., Pengyao D. Recognition of significant surface soil geochemical anomalies via weighted 3D shortest-distance field of subsurface orebodies: a case study in the Hongtoushan copper mine, NE China. *Natural Resources Research*, 2019, vol. 28, no. 3, pp. 587–607. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11053-018-9410-7> (accessed 5 May 2022).
12. Tóth G., Hermann T., Da Silva M.R., Montanarella L. Heavy metals in agricultural soils of the European Union with implications for food safety. *Environ Int*, 2016, no. 88, pp. 299 – 309. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.envint.2015.12.017> (accessed 5 May 2022).

13. Rodriguez-Eugenio N., McLaughlin M., Pennock D. *Soil pollution: a hidden reality*. Rome, Food and Agriculture Organization, 2018. 142 p.
14. Asylbaev I.G., Khabirov I.K., Lukmanov R.A., Khasanov A.N., Gabbasova I.M. Trace and toxic elements in the soils of different ecosystems of plateau areas of south Urals. *Polish Journal of Environmental Studies*, 2021, vol. 30, no. 3, pp. 2477–2487.
15. Liu G., Wang J., Xue W. Effect of the size of variable charge soil particles on cadmium accumulation and adsorption. *Soils Sediments*, 2017, no. 17, pp. 2810–2821. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11368-017-1712-6> (accessed 5 May 2022).
16. Vorobeva D.A., Guseva N.V. Geochemical characteristics of soils of the territory with a high technogenic load. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 149–159. In Rus.
17. Najafi S., Jalali M. Effect of heavy metals on pH buffering capacity and solubility of Ca, Mg, K, and P in non-spiked and heavy metal-spiked soils. *Environmental Monitoring and Assessment, Springer Nature*, 2016, vol. 188, no. 342, pp. 2–11. Available at: <https://doi.org/10.1007/s10661-016-5329-9> (accessed 5 May 2022).
18. Shabanov M.V., Marichev M.S. The nature of the change of acid-base properties of soils in the zone of technogenesis (on the example of Krasnouralskiy promote). *Izvestiya Uralskogo Gornogo Geologicheskogo Universiteta*, 2018, vol. 1 (49), pp. 55–61. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2018-1-55-61> (accessed 5 May 2022).
19. Shabanov M.V., Marichev M.S. Izmenenie fiziko-khimicheskikh svoystv pochv, podverzhennykh tekhnogennoy nagruzke (na primere Krasnouralskogo promuzla) [Change of physico-chemical properties of soils subjected to technogenic load (for example, Krasnoural promysla)]. *Agrochemical bulletin*, 2018, no. 6, pp. 19–25 DOI: 10.24411/0235-2516-2018-10054.
20. IUSS Working Group WRB. 2015. World reference base for soil resources 2014, update 2015. International soil classification system for naming soils and creating legends for soil maps. *World Soil Resources Report, FAO*, Rome, 2014. No. 106, 181 p.
21. GOST 17.4.4.02.2017. *Ohrana prirody (SSOP). Pochvy*. [State Standard 17.4.4.02.2017. Nature Protection. Soil. (SSOP)]. Moscow, Standartinform Publ., 2018. 10 p.
22. Vinogradov A.P. Srednee sodержanie khimicheskikh elementov v glavnykh tipakh izverzhennykh porod zemnoy kory [The average content of chemical elements in the main types of igneous rocks of the Earth's crust]. *Geochemistry*, 1962, no. 7, pp. 555–571.
23. Greenwood N., Earnshaw A. *Khimiya elementov. v 2 t.* [Chemistry of the elements. In 2 vol.]. Translated from English. Moscow, BINOM, Laboratoriya znaniy Publ., 2008. Vol. 1, 607 p.
24. Rudnic R.L., Gao S. Composition of the continental crust. *Treatise on Geochemistry. The Crust. Elsevier Sci*, 2003, vol. 3, pp. 1–64.
25. Grigoriev N.A. *Raspredelenie khimicheskikh elementov v verkhney chasti kontinentalnoy kory* [Distribution of chemical elements in the upper part of the continental crust]. Yekaterinburg, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 2009. 382 p.
26. Bichukina I.A. *Metodicheskie osnovy sistemy kompleksnogo ekologicheskogo monitoringa promyshlennoy ploschadki medeplavilnogo kombinata: na primere OAO «Svyatogor»*. Diss. Kand. nauk [Methodological foundations of the system of integrated environmental monitoring of the industrial site of the copper smelting plant: on the example of JSC «Svyatogor». Cand. Diss.]. Ekaterinburg, 2008. 159 p.
27. Vodyanitsky Yu.N. *Tyazhelye i sverkhtyazhelye metally i metalloidy v zagryaznennykh pochvakh* [Heavy and superheavy metals and metalloids in contaminated soils]. Moscow, GNU V.V. Dokuchaev Soil Institute of the Russian Agricultural Academy Publ., 2009. 95 p.
28. Tobratov S.A., Popov V.I., Popova A.V. *Faktory i zakonomernosti migratsii tyazhelykh metallov v lesnykh geosistemakh Ryazanskogo regiona* [Factors and patterns of migration of heavy metals in forest geosystems of the Ryazan region]. *Voprosy regionalnoy geografii i geoekologii Materialy regionalnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Mezhvuzovskiy sbornik nauchnykh trudov* [Issues of regional geography and geoecology. Materials of the regional scientific and practical conference. Interuniversity collection of scientific papers]. Ryazan, Ryazan State University named after S.A. Esenin Publ., 2007. pp. 84–114.
29. Narkisova V.V. *Petrokhimiya pozdneordovikskikh-rannedevonskikh bazaltoidov yuzhnoy chasti Tagil'skoy zony Srednego Urala*. Diss. Kand. nauk [Petrochemistry of Late Ordovician – Early Devonian basaltoids of the southern part of the Tagil zone of the Middle Urals. Cand. Diss.]. Moscow, 2005. 167 p.
30. Putilina V.S., Galitskaya I.V., Yuganova T.I. *Adsorbtsiya tyazhelykh metallov pochvami i gornymi porodami. Kharakteristiki sorbenta, usloviya, parametry i mekhanizmy adsorbtsii: analitichesky obzor* [Adsorption of heavy metals by soils and rocks. Sorbent characteristics, conditions, parameters and mechanisms of adsorption: analytical review.]. Novosibirsk, GPNTB SO RAN Publ., 2009. 155 p.
31. Kurdi F. Zinc and copper sorption and interaction in soils. *Environmental Science. Soil Science Society of America Journal*, 1983, vol. 47, no. 5, pp. 873–876.
32. Shabanov M.V., Marichev M.S. Assessment of the transformation of natural-territorial complexes in mining technogenesis. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 90–99. In Rus.
33. Saet Y.E. Revich B.A., Yanin E.P. *Geokhimiya okruzhayushchey sredy* [Geochemistry of the environment]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 335 p.
34. Varshal G.M., Velyukhanova T.K., Chkhetiya D.N. *Guminovye kisloty kak prirodny kompleksobrazuyushchy sorbent, kontsentriryushchy tyazhelye metally v obektakh okruzhayushchey sredy* [Humic acid as a natural complexing sorbent, concentrating heavy metals in the environmental objects] *Tezisy dokladov Mezhdunarodnogo Simpoziuma. Geokhimicheskie baryery v zone gipergeneza* [Geochemical barriers in the hypergenesis zone. Abstracts of reports Inter. Symposium]. Moscow, 1999. pp. 51–53.
35. Savenko V.S., Savenko A.V. *Eksperymentalnye metody izucheniya nizkotemperaturnykh geokhimicheskikh protsessov* [Experimental methods for studying low-temperature geochemical processes]. Moscow, GEOS Publ., 2009. 302 p.

Received: 17 May 2022.

Information about the authors

Mikhail V. Shabanov, Cand. Sc., associate professor, St. Petersburg State Agrarian University.

Maxim S. Marichev, Cand. Sc., senior lecturer, St. Petersburg State Agrarian 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 28.06.2022. Дата выхода журнала: 30.06.2022.
Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 30,24. Уч.-изд. л. 27,35.
Заказ 132-22. Тираж 500 экз. Цена свободная.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Адрес учредителя, редакции, издателя, типографии:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, каб. 139.