

Министерство науки и высшего образования  
Российской Федерации

---

# НАУКА. ИННОВАЦИИ. ТЕХНОЛОГИИ

---

Научный журнал  
Северо-Кавказского федерального  
университета

---

ISSN 2308–4758  
DOI: 10.37493/2308-4758.0



---

**Выпуск № 4, 2024 г.**

---

Выходит 4 раза в год

|                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                       | <b>«Наука. Инновации. Технологии» (Nauka. Innovatsii. Tekhnologii)</b><br><b>Научный журнал Северо-Кавказского</b><br><b>федерального университета</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Журнал                                | <b>«Наука. Инновации. Технологии»</b> – рецензируемый научный журнал открытого доступа, публикующий работы по направлениям исследований «Науки о Земле».                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Цель журнала:                         | обобщение фундаментальных и прикладных научных и практических достижений в области наук о Земле. Научная концепция издания предполагает публикацию современных достижений в виде оригинальных статей. В журнале приветствуются публикации по профилю научных школ и направлений, сложившихся на факультетах международных отношений (география ландшафтов, трансформация воспроизводства, расселения и образа жизни населения, в т. ч. на основе геоинформационного мониторинга), нефтегазовой инженерии, физико-технического, медико-биологического. В журнале публикуются рецензии на научные исследования, научно-популярные статьи о территориях, где были проведены экспедиционные исследования, а также отчетные статьи о конференциях и о юбилеях ученых. К публикации в журнале приглашаются отечественные и зарубежные ученые, работающие в области наук о Земле. Журнал публикует статьи на русском и английском языках. |
| Разделы журнала:                      | технические науки (геология, поиски, разведка нефтяных и газовых месторождений; технология бурения и освоения скважин; разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений); географические науки (физическая география и биогеография, география почв и геохимия ландшафтов; экономическая, социальная, политическая и рекреационная география; геоинформатика, картография; геоэкология); физико-математические науки (науки об атмосфере и климате).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| ISSN<br>DOI                           | 2308–4758<br><a href="https://doi.org/10.37493/2308-4758.0">https://doi.org/10.37493/2308-4758.0</a>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Журнал                                | зарегистрирован в Роскомнадзоре (ПИ № ФС77–52723 от 8.02.2013).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Выходит<br>Дата выхода<br>Дата выхода | 4 раза в год.<br>первого номера: 25.02.2013.<br>текущего номера: 24.12.2024.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| Сведения<br>о переименовании:         | журнал «Наука. Инновации. Технологии» образован в 2012 году в результате перерегистрации журнала «Вестник Ставропольского государственного университета» в связи с переименованием учредителя.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Тираж                                 | 1000 экз.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Индекс                                | 94011 «Объединённый каталог. ПРЕССА РОССИИ. Газеты и журналы». Включен в БД «Российский индекс научного цитирования», перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Учредитель                            | Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северо-Кавказский федеральный университет».                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Адрес редакции<br>и издателя:         | 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. Телефон: (8652) 33-07-32;<br>E-mail: <a href="mailto:nit_ncfu@mail.ru">nit_ncfu@mail.ru</a> ; сайт: <a href="https://scienceit.elpub.ru/jour">https://scienceit.elpub.ru/jour</a>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Адрес издательства                    | Научной библиотеки ФГАОУ ВО «СКФУ»: 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Адрес типографии:                     | типография ФГАОУ ВО «СКФУ», 355029, г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|                                       | Материалы журнала открытого доступа в соответствии с условиями лицензии Creative Commons Attribution 4.0 License, которая разрешает их использование, распространение и воспроизведение на любом носителе при условии правильного цитирования оригинальной работы.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Авторское право                       | на оригинал-макет и оформление принадлежит журналу, авторское право на статьи – авторам.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |

|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|---------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                 | <p><b>«Наука. Инновации. Технологии» (Nauka. Innovatsii. Tekhnologii)</b><br/> <b>Научный журнал Северо-Кавказского</b><br/> <b>федерального университета</b></p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Главный редактор:               | Белозеров В. С., д-р геогр. наук, профессор (Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Заместитель главного редактора: | Щитова Н. А., д-р геогр. наук, профессор (Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Редакционный совет:             | <p>Абшаев М. Т., д-р физ.-мат. наук, профессор (Высокогорный геофизический институт, г. Нальчик, Россия); Воробьева О. Д., д-р экон. наук, профессор (Московский государственный университет, г. Москва, Россия); Гасумов В. А., д-р техн. наук, профессор (Азербайджанский технический университет, г. Баку, Россия); Герасименко Т. И., д-р геогр. наук, профессор, стар. науч. сотрудник РАН (ИГ РАН, г. Москва, Россия); Диневич Л. А., д-р физ.-мат. наук, профессор (Тель-Авивский университет, г. Тель-Авив, Израиль); Жакин А. И., д-р физ.-мат. наук, профессор (Юго-Западный государственный университет, г. Курск, Россия); Зырянов А. И., д-р геогр. наук, профессор (Пермский государственный университет, г. Пермь, Россия); Ибрагимов А. И., д-р геогр. наук, профессор (Эгейский университет, Турция, г. Измир, Турция); Коляда А. А., д-р физ.-мат. наук, доцент (Белорусский государственный университет, г. Минск, Республика Беларусь); Лиховид А. А., д-р геогр. наук, профессор (Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия); Молодикова И. Н., канд. геогр. наук, директор программы (Центрально-Европейский университет, г. Вена, Австрия); Нефедова Т. Г., д-р геогр. наук, вед. науч. сотрудник РАН (ИГ РАН, г. Москва, Россия); Панин А. Н., канд. геогр. н., доц. (Московский государственный университет, г. Москва, Россия); Рязанцев С. В., член-корреспондент РАН, д. экон. наук, профессор (Институт социально-политических исследований РАН, г. Москва, Россия); Тикунов В. С., д-р геогр. наук, профессор (Московский государственный университет, г. Москва, Россия); Хани А. А. К., канд. техн. наук, профессор (Иорданский университет науки и технологии, г. Ирбид, Иордания)</p>                                                                                                                                                                                                                                             |
| Редакционная коллегия:          | <p>Бадов А. Д., д-р геогр. наук, профессор (Северо-Кавказский федеральный университет (СКФУ), г. Ставрополь, Россия); Бекетов С. Б., д-р техн. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Белозеров В. С., д-р геогр. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Беляев Н. Г., д-р биол. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Гасумов Р. А., д-р техн. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Губарева Л. И., д-р биол. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Джандарова Т. И., д-р биол. наук, доцент (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Диканский Ю. И., д-р физ.-мат. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Ерин К. В., д-р физ.-мат. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Закинян А. Р., д-р физ.-мат. наук, доцент (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Закинян Р. Г., д-р физ.-мат. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Керимов А. Г., д-р техн. наук, доцент (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Котти Б. К., д-р биол. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Лукьянов В. Т., д-р техн. наук, доцент (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Лысенко А. В., д-р геогр. наук, доцент (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Мишвелов Е. Г., д-р биол. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Полян П. М., д-р геогр. наук, вед. науч. сотрудник РАН (ИГ РАН, г. Москва, Россия); Разумов В. В., д-р геогр. наук, профессор (ОАО «Российские космические системы», г. Москва, Россия); Соловьев И. А., канд. геогр. н., доцент (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Тимченко Л. Д., д-р ветеринар. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Толпаев В. А., д-р физ.-мат. наук, доцент (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Федорова Н. Г., д-р техн. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Харченко В. М., д-р геол.-минерал. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Шальнев В. А., д-р геогр. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия); Щитова Н. А., д-р геогр. наук, профессор (СКФУ, г. Ставрополь, Россия)</p> |
| Ученый секретарь:               | Соловьев И. А., канд. геогр. наук, доцент (Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Переводчик-редактор:            | Марченко Т. В., кандидат филологических наук, доцент (Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                 | © ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», оригинал-макет, оформление, 2024                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |

Ministry of Science and Higher Education  
of the Russian Federation

---

# SCIENCE. INNOVATIONS. TECHNOLOGIES

---

Scientific journal  
of North-Caucasus Federal  
University

---

ISSN 2308–4758  
DOI: 10.37493/2308-4758.0



---

**No. 4, 2024**

---

Published quarterly

|                                                                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                            | <p><b>“Science. Innovations. Technologies”</b><br/> <b>Scientific journal of North-Caucasus Federal University</b></p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Journal                                                                                    | <p>“Science. Innovations. Technologies” is an open access peer-reviewed journal that publishes the results of scientific research in Earth sciences.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| The aim of the journal                                                                     | <p>is to generalize fundamental and applied scientific and practical advancements in Earth sciences. The policy of the journal provides for the publication of scientific achievements in the form of original articles. The journal focuses on original contributions covering the topics relevant for scientific schools and areas of research formed at international relations (landscape geography, transformation of reproduction, settlement and lifestyle of the population, including the studies based on geoinformation monitoring), oil and gas engineering, physical and technical, and medical and biological faculties. The journal publishes reviews of scientific research, popular science articles about the territories where expeditionary research was carried out, as well as reporting articles about conferences and anniversaries of scientists. The journal welcomes submissions from national and foreign scientists working in the field of geosciences. The journal publishes articles in Russian and English.</p> |
| Section policies:                                                                          | <p>technical sciences (geology, prospecting, exploration of oil and gas fields, technologies of drilling and development of wells, development and operation of oil and gas fields); geographical sciences (physical geography and biogeography, soil geography and landscape geochemistry; economic, social, political and recreational geography, geoinformatics, cartography and geoecology); physical and mathematical sciences (atmospheric and climate sciences).</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| ISSN<br>The journal is                                                                     | <p>2308–4758. <a href="https://doi.org/10.37493/2308-4758.0">https://doi.org/10.37493/2308-4758.0</a><br/> the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technology registered by and Mass Media (Roskomnadzor) (Certificate on Registration PI No. FS77–52723 of February 8, 2013).</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Published quarterly<br>Publication date<br>Publication date<br>Information<br>on renaming: | <p>of the first issue: 02.25.2013.<br/> of the current issue: 12.24.2024<br/> the journal “Science. Innovations. Technologies” was established in 2012 following the re-registration of the journal “Bulletin of the Stavropol State University” due to renaming of the founder.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Circulation:<br>Subscription index                                                         | <p>1000 copies.<br/> in “Unified catalog. PRESS OF RUSSIA. Newspapers and magazines”: 94011. The journal is included into the Russian Science Citation Index database, the list of the leading reviewed scientific journals recommended by the Higher Attestation Commission under the Ministry of Education and Science of the Russian Federation for publication of the main results of dissertations for the degree of candidate and doctor of sciences.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Founder                                                                                    | <p>Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education “North-Caucasus Federal University”.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| The address                                                                                | <p>of the editorial office and the publisher: 1, Pushkin Street, Stavropol, 355017. Telephone: (8652) 33-07-32. E-mail: <a href="mailto:nit_ncfu@mail.ru">nit_ncfu@mail.ru</a>; website: <a href="https://scienceit.elpub.ru/jour">https://scienceit.elpub.ru/jour</a>.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| The address                                                                                | <p>of the publishing house of NCFU Scientific Library: 1, Pushkin Street, Stavropol, 355017.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| The address                                                                                | <p>of the printing house: NCFU Publishing Complex, 2, Kulakova Ave., Stavropol, 355029.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| The materials                                                                              | <p>of the journal are open access in accordance with the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 License, which permits their use, distribution and reproduction in any medium, provided that the original work is properly cited. The copyright for the original layout and design belongs to the journal; the copyright for the articles belongs to the authors.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|                                                                                            | <p>© FSAEI HI “North-Caucasus Federal University”, original layout, design, 2024</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |

|                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|-------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                         | <b>“Science. Innovations. Technologies”</b><br><b>Scientific journal of North-Caucasus Federal University</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Editor-in-Chief:        | Vitaliy S. Belozеров, Dr. Sci. (Geogr.), Prof. (North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Deputy Editor-in-Chief: | Natalia A. Shchitova, Dr. Sci. (Geogr.), Prof. (North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Editorial Council:      | <p>Magomet T. Abshaev, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor (High Mountain Geophysical Institute, Nalchik, Russia); Olga D. Vorobieva, Dr. Sci. (Econ.), Professor (Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia); Vagif A. Gasumov, Dr. Sci. (Tech.), Professor (Azerbaijan Technical University, Baku, Azerbaijan); Tatiana I. Gerasimenko, Dr. Sci. (Geogr.), Professor, Senior Research Fellow (Institute of Geography, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia); Leonid A. Dinevich, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor (Tel Aviv University, Tel Aviv, Israel); Anatoly I. Zhakin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor (South-West State University, Kursk, Russia); Alexander I. Zyryanov, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (Perm State University, Perm, Russia); Aydin I. Ibragimov, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (Aegean University, Izmir, Turkey); Andrey A. Kolyada, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor (Belarusian State University, Minsk, Republic of Belarus); Andrey A. Likhovid, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia); Irina N. Molodikova, Cand. Sci. (Geogr.), Director of the program (Central European University, Vienna, Austria); Tatyana G. Nefedova, Dr. Sci. (Geogr.), Leading Scientific Researcher (Institute of Geography, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia); Alexander N. Panin, PhD of Geographical Sciences, Associate Professor (Moscow State University, Moscow, Russia); Sergey V. Ryazantsev, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Econ.), Professor (Institute of Social and Political Research of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia); Vladimir S. Tikunov, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (Moscow State University, Moscow, Russia); Abu A. K. Hani, Cand. Sci. (Tech.), Professor (Jordan University of Science and Technology, Irbid, Jordan).</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Editorial Board:        | <p>Alexander D. Badov, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (North-Caucasus Federal University (NCFU), Stavropol, Russia); Sergey B. Beketov, Dr. Sci. (Tech.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Vitaliy S. Belozеров, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Nikolay G. Belyaev, Dr. Sci. (Biol.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Ramiz A. Gasumov, Dr. Sci. (Tech.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Lubov I. Gubareva, Dr. Sci. (Biol.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Tamara I. Dzhandarova, Dr. Sci. (Biol.), Associate Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Yuri I. Dikansky, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Constantine V. Yerin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Arthur R. Zakinyan, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Robert G. Zakinyan, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Abdul G. Kerimov, Dr. Sci. (Tech.), Associate Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Boris K. Kotti, Dr. Sci. (Biol.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Vladimir T. Lukyanov, Dr. Sci. (Tech.), Associate Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Alexey V. Lysenko, Dr. Sci. (Geogr.), Associate Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Evgeny G. Mishvelov, Dr. Sci. (Biol.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Pavel M. Polyan, Dr. Sci. (Geogr.), Leading Scientific Researcher (Institute of Geography, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia); Victor V. Razumov, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (Chief Researcher of Russian Space Systems, Moscow, Russia); Ivan A. Soloviev, PhD in Geographical Sciences, Associate Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Lyudmila D. Timchenko, Dr. Sci. (Veterin.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Vladimir A. Tolpaev, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Natalia Fedorova, Dr. Sci. (Tech.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Vladimir M. Kharchenko, Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Viktor A. Shalnev, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia); Natalia A. Shchitova, Dr. Sci. (Geogr.), Professor (NCFU, Stavropol, Russia).</p> |
| Executive secretary:    | Cand. Sci. (Geogr.), Associate Professor Ivan A. Soloviev (North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Translator-editor       | Cand. Sci. (Philol.), Associate Professor, Associate Professor Tatiana V. Marchenko (North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |

# СОДЕРЖАНИЕ

«НАУКА. ИННОВАЦИИ. ТЕХНОЛОГИИ», № 4, 2024

## ЕСТЕСТВЕННЫЕ НАУКИ

|         |                                                                                                                                                                                           |    |
|---------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.6.12. | ФИЗИЧЕСКАЯ ГЕОГРАФИЯ И<br>БИОГЕОГРАФИЯ, ГЕОГРАФИЯ<br>ПОЧВ И ГЕОХИМИЯ<br>ЛАНДШАФТОВ<br>(ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ НАУКИ)                                                                              |    |
|         | <b>Т.В. Дегтярева,<br/>А.А. Лиховид</b><br>Основные закономерности фор-<br>мирования микроэлементного состава почв под<br>горно-луговой растительностью Западного Кав-<br>каза . . . . .  | 11 |
|         | <b>T.V. Degtyareva,<br/>A.A. Likhovid</b><br>The main patterns of forming the<br>microelement composition of soils under mountain-<br>meadow vegetation in the Western Caucasus . . . . . | 12 |
| 1.6.13. | ЭКОНОМИЧЕСКАЯ,<br>СОЦИАЛЬНАЯ,<br>ПОЛИТИЧЕСКАЯ И<br>РЕКРЕАЦИОННАЯ<br>ГЕОГРАФИЯ<br>(ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ НАУКИ)                                                                                   |    |
|         | <b>А.В. Кагиян</b><br>Межрегиональные сопоставле-<br>ния некоторых показателей уровня жизни насе-<br>ления (на примере степных регионов Европей-<br>ской России) . . . . .                | 29 |

**A.V. Kagiyan**

Interregional comparison of some living standard indicators (by the example of the steppe regions of the European part of Russia). . . . . 30

1.6.21.            **ГЕОЭКОЛОГИЯ**  
(ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ НАУКИ)

**И.И. Кучменова**

Гидролого-гидрохимический режим основных рек Кабардино-Балкарского высокогорного государственного заповедника в условиях современного изменения климата . . . . . 45

**I.I. Kuchmenova**

Hydrological and hydrochemical regime of the main rivers of the Kabardino-Balkar high-mountain state reserve under conditions of modern climate change . . . . . 46

**В.В. Разумов, Н.Д. Богданова,**  
**Н.В. Разумова,**  
**Н.В. Кондратьева, В.А. Шальнев**

Оползневые и обвально-осыпные процессы на дорогах пригородного района и городского округа «Владикавказ» (Республика Северная Осетия – Алания) . . . . . 61

**V.V. Razumov, N.D. Bogdanova,**  
**N.V. Razumova,**  
**N.V. Kondratyeva, V.A. Shalnev**

Landslide and landslide-talus processes on the roads of the Prigorodny district and the urban district of Vladikavkaz (the Republic of North Ossetia – Alania) . . . . . 62

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ

|        |                                                                                                                                                                                                          |     |
|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.8.4. | РАЗРАБОТКА И<br>ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ<br>И ГАЗОВЫХ<br>МЕСТОРОЖДЕНИЙ<br>(ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ)                                                                                                               |     |
|        | <b>В.С. Горбаченко</b><br>Результаты экспериментальных<br>исследований по оценке эффективности тер-<br>мического воздействия горячей водой на ас-<br>фальтосмолопарафиновые отложения . . . . .          | 85  |
|        | <b>V.S. Gorbachenko</b><br>The results of experimental studies<br>to assess the efficiency of hot water treatment of<br>asphalt-resin-paraffin deposits . . . . .                                        | 86  |
|        | <b>Р.К. Добролюбова, Е.И. Инякина,<br/>И.И. Краснов,<br/>В.В. Инякин, А.Ф. Семенов</b><br>Прогноз потерь углеводородов в<br>залежи при разработке газоконденсатных мес-<br>торождений . . . . .          | 111 |
|        | <b>R.K. Dobrolyubova, E.I. Inyakina,<br/>I.I. Krasnov, V.V. Inyakin, A.F. Semenenko</b><br>Forecast of hydrocarbon losses in<br>deposits during the development of gas condensate<br>fields . . . . .    | 112 |
|        | <b>Д.А. Иванов, Р.Ф. Валиев,<br/>Д.С. Надеен,<br/>Р.Н. Шагисламов, Р.Г. Кожевников</b><br>Анализ причин и эффективнос-<br>ти борьбы с солеотложениями на добывающем<br>фонде в Западной Сибири . . . . . | 143 |

|                                                                                                                                                                                                                           |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>D.A. Ivanov, R.F. Valiev,<br/>D.S. Nadeen,<br/>R.N. Shagislamov, R.G. Kozhevnikov</b><br>Analysis of the causes and methods<br>used to mitigate scale deposits at the production<br>wells in Western Siberia . . . . . | 144 |
| <b>В.С. Кулешов, В.А. Морева,<br/>М.И. Самойлов,<br/>А.Ю. Кудымов, Н.А. Распутин</b><br>Коэффициент Био в терригенном<br>разрезе: методы исследования и практическая<br>значимость . . . . .                              | 179 |
| <b>V.S. Kuleshov, V.A. Moreva,<br/>M.I. Samojlov,<br/>A.Ju. Kudymov, N.A. Rasputin</b><br>Biot’s coefficient in terrigenous sec-<br>tion: research methods and practical significance . . . . .                           | 180 |



Научная статья  
УДК 336.76  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.1>

## ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ПОЧВ ПОД ГОРНО-ЛУГОВОЙ РАСТИТЕЛЬНОСТЬЮ ЗАПАДНОГО КАВКАЗА

Татьяна Васильевна Дегтярева<sup>1\*</sup>,  
Андрей Александрович Лиховид<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup> Северо-Кавказский федеральный университет (д. 1, ул. Пушкина, Ставрополь, 355017, Российская Федерация)

<sup>1</sup> [dtb.70@mail.ru](mailto:dtb.70@mail.ru); <https://orcid.org/0009-0005-8205-4268>

<sup>2</sup> [info@ncfu.ru](mailto:info@ncfu.ru); <https://orcid.org/0000-0002-2190-301X>

\* Автор, ответственный за переписку

### Аннотация.

Объектом исследования является микроэлементный состав почв под горно-луговой растительностью Западного Кавказа в районе Архыза. В работе использованы традиционные методические приемы для изучения микроэлементного состава почв горных регионов: полевые почвенно-геохимические исследования, камеральная обработка материалов, аналитические обобщения. Установлено, что формирование микроэлементного состава почв под горно-луговой растительностью в высокогорной зоне Архыза обуславливается особыми условиями, свойственными этой части Западного Кавказа: высоким уровнем солнечной инсоляции в течение всего года, повышенным увлажнением, большим количеством поступающих органических остатков в почвы. В качестве фаз-носителей микроэлементов в горно-луговых почвах региона выступают хелатирующие органоминеральные комплексы, оксиды и гидрооксиды Fe и Mn, продукты выветривания алюмосиликатов в виде гидрослюд, хлоритов, минералов группы каолинита. Преимущественное связывание с хелатными органоминеральными комплексами характерно для Zn и Cu, имеющими высокое сродство к органическому веществу в условиях кислой среды. Закрепление на оксидах и гидрооксидах Fe и Mn, глинистых минералах свойственно практически всем рассматриваемым микроэлементам в разной степени в зависимости от степени прочности образующихся связей. По итогам проведенного исследования можно сделать вывод о том, что проявления природных особенностей развития поч-

венного покрова исследуемой территории вызывают усиление роли хелатирующих органоминеральных комплексов в связывании микроэлементов в почвах и ослаблении влияния продуктов выветривания первичных минералов на распределение металлов по профилю почв. Основными зонами накопления микроэлементов в горно-луговых почвах являются внутрипочвенные геохимические барьеры – биогеохимический, сорбционный, альфегумусовый. Антропогенное воздействие на почвенный покров высокогорных ландшафтов Архыза носит локально выраженный характер и существенно не отражается на микроэлементном составе почв.

**Ключевые слова:** Западный Кавказ, микроэлементы, горно-луговые почвы, трансэлювиальные ландшафты, мезокатена, геохимические барьеры

**Для цитирования:** Дегтярева Т. В., Лиховид А. А. Основные закономерности формирования микроэлементного состава почв под горно-луговой растительностью Западного Кавказа // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 11–28. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.1>

**Конфликт интересов:** один из авторов статьи – доктор географических наук, профессор Лиховид Андрей Александрович является членом редакционного совета журнала «Наука. Инновации. Технологии». Авторам неизвестно о каком-либо другом потенциальном конфликте интересов, связанном с этой рукописью.

Статья поступила в редакцию 30.09.2024;  
одобрена после рецензирования 02.12.2024;  
принята к публикации 17.12.2024.

**1.6.12. Physical Geography and Biogeography,  
Soil Geography and Landscape Geochemistry  
(Geographical Sciences)**  
Research article

**The main patterns of forming  
the microelement composition of soils under  
mountain-meadow vegetation  
in the Western Caucasus**

**Tatyana V. Degtyareva<sup>1\*</sup>,  
Andrey A. Likhovid<sup>2</sup>**

<sup>1,2</sup> North-Caucasus Federal University (1, Pushkin St., Stavropol, 355017, Russian Federation)

<sup>1</sup> [dtb.70@mail.ru](mailto:dtb.70@mail.ru); <https://orcid.org/0009-0005-8205-4268>

<sup>2</sup> info@ncfu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2190-301X>

\* Corresponding author

#### Abstract.

The object of the study is the microelement composition of soils under the mountain meadow vegetation of the Western Caucasus in the Arkhyz area. The work uses traditional methodological techniques for studying the microelement composition of the soils of mining regions: field soil and geochemical studies, camera processing of materials and analytical generalizations. It was established that the formation of the microelement composition of soils under the mountain-meadow vegetation in the highland zone of Arkhyz is determined by the special conditions inherent in this part of the Western Caucasus: a high level of solar insolation throughout the year, increased moisture and a large number of incoming organic residues in the soil. Chelating organomineral complexes, Fe and Mn oxides and hydroxides, the products of aluminosilicates in the form of hydrosperes, chlorites, and minerals of kaolinitis acts as phase and lumbar soils of the region. The predominant binding with chelate organomineral complexes is characteristic of Zn and Cu, which have a high affinity to organic matter in an acidic environment. Consolidation on Fe and Mn oxides and hydroxides, clay minerals is characteristic of almost all microelements under consideration to varying degrees, depending on the gradation of strength of the formed connections. Based on the results of the study, we can conclude that the manifestations of the natural features of the development of the soil cover of the studied territory are strengthened by the role of chelating organomineral complexes in the binding of microelements in the soils and weakening of the influence of primary minerals products on the distribution of metals according to soil profile. The main zones of the accumulation of microelements in mountain-meadow soils are intracene geochemical barriers-biogeochemical, sorption and alphanhumus. The anthropogenic effect on the soil cover of the high-mountain landscapes of Arkhyz is locally pronounced and is not significantly reflected on the microelement composition of soils.

#### Keywords:

Western Caucasus, trace elements, mountain-meadow soils, transhumeral landscapes, mesocatene, geochemical barriers

#### For citation:

Degtyareva TV, Likhovid AA. The main patterns of forming the microelement composition of soils under mountain-meadow vegetation in the Western Caucasus. Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):11-28. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.1>

#### Conflict of interest:

one of the authors of article — Andrey A. Likhovid, Dr. Sci. (Geogr.), Professor, is a member of Editorial Council of journal "Science. Innovations. Technologies". The authors are not aware of any other potential conflict of interest relating to this manuscript.

The article was submitted 30.09.2024;  
approved after reviewing 02.12.2024;  
accepted for publication 17.12.2024.

## **Введение**

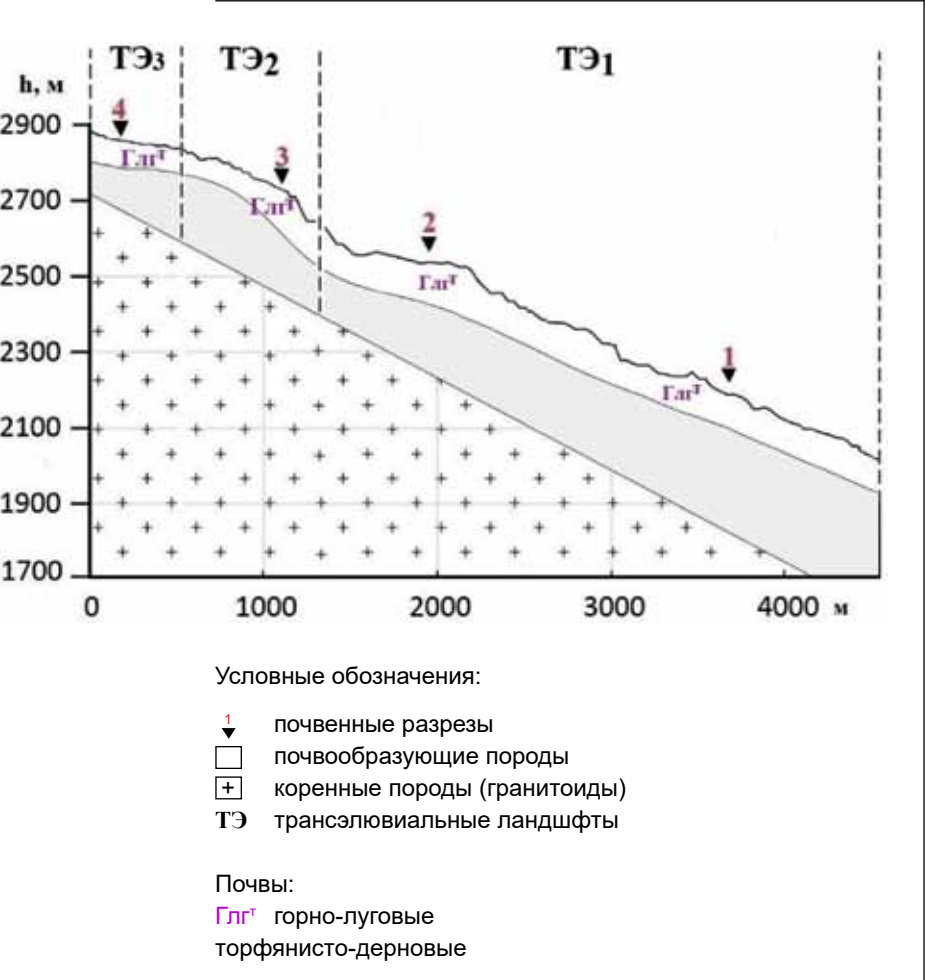
Микроэлементный состав почв является важной составной частью всей системы почвенных соединений [1]. Его формирование определяется как внешними, так и внутренними факторами развития почвенного покрова наземных экосистем [2, 3]. В горных регионах эти факторы приобретают свои особенности, связанные со специфическими для гор условиями почвообразования: наличием существенных перепадов высот, экспозиционных различий в протекании почвообразовательных процессов, усиленных гравитационных перемещений продуктов почвообразования, ослабленных связей между автономными и подчиненными местоположениями. Все это создает необходимость особого подхода к изучению микроэлементного состава горных почв, основанного на учете особенностей их формирования и специфике антропогенного воздействия на них, проявляющейся [4] с разной интенсивностью в горных регионах.

Цель исследования – определить особенности формирования микроэлементного состава почв под горно-луговой растительностью Западного Кавказа (в районе Архыза) на основе материалов собственных полевых исследований и анализа научной литературы по данной тематике. Изучение микроэлементного состава почв горных регионов имеет особое значение для определения допустимых уровней антропогенной нагрузки в условиях ее усиления.

## **Материалы и методы исследований**

В основу исследования легли результаты почвенно-геохимического опробования, проведенного на территории Софийского ландшафта высокогорных лугов, выделенного [5] в западной части Тебердинского национального парка на восточных склонах Софийского хребта в районе Архыза (Западный Кавказ). Почвенные разрезы заложены в трансэлювиальных ландшафтах ландшафтно-геохимической мезокатены в высотных поясах альпийских и субальпийских лугов: ландшафт ТЭ<sub>3</sub> – умеренно крутые коллювиальные склоны восточной экспозиции цирка альпийского пояса, сложенные гранитоидами и коллювием, с альпийскими лишайниковыми пустошами на горно-луговых торфянисто-дерновых маломощных сильно скелетных почвах; ландшафт ТЭ<sub>2</sub> – коллювиальные

склоны юго-восточной экспозиции с альпийскими пестрокостровыми лугами на горно-луговых торфянисто-дерновых почвах; ландшафт ТЭ<sub>1</sub> – крутые склоны восточной экспозиции, сложенные коллювием, с субальпийскими лугами и антропофитами на месте бывших кошей (ветренцево-вейниково-овсянницевая ассоциация) на горно-луговых торфянисто-дерновых почвах (рис.).



**Рис. Схематический профиль ландшафтно-геохимической мезокатены на восточных склонах Софийского хребта.**  
Fig. Schematic profile of the landscape-geochemical mesocatene on the eastern slopes of the Sofia ridge

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors

В лабораторных условиях определены основные физико-химические свойства почв: pH водной вытяжки потенциометрическим методом; гумус почвы – методом мокрого озоления по И.В. Тюрину в модификации В.Н. Семакова; гранулометрический состав – методом лазерной дифрактометрии. Валовые содержания микроэлементов (Cu, Zn, Pb и Cd) определены в сухой пробе на рентгенфлуоресцентном спектрометре («Xenometrix EX-Calibur»). Микроэлементный состав горно-луговых почв сравнивался с кларками почв мира по А. П. Виноградову [6]. При определении особенностей радиального распределения микроэлементов использован коэффициент радиальной дифференциации ( $R$ ), равный отношению содержания химического элемента в генетическом горизонте почв к его содержанию в почвообразующей породе или горизонте ВС.

Важной составляющей исследования стал анализ отечественной и зарубежной литературы по тематике исследования, позволяющий отразить современное состояние научной проблемы и пути ее решения учеными различных направлений. Изучались как методологические подходы, так и практические результаты исследований микроэлементного состава почв горных регионов [7–9].

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Территория располагается в пределах северного макросклона Западного Кавказа, для которого характерно повышенное количество осадков (1750–1850 мм) в связи с поступлением насыщенных влагой воздушных масс с Черноморского региона. Это создает избыточное увлажнение почвенного покрова высокогорий в течение всего вегетационного периода, который на изученных высотах (2200–2800 м н.у.м.) длится около 160 дней в году [5]. За этот период в альпийском и субальпийском поясе создается значительное количество фитомассы горных лугов. По данным В.А. Шальнева и Д.В. Юрина [5], в субальпийских среднетравных лугах Софийского высокогорного ландшафта на высоте 2450 м н.у.м. полные запасы надземной фитомассы составляют 104,5 г/м<sup>2</sup>, а в субальпийских высокотравных лугах с синантропами – до 288 г/м<sup>2</sup>. Из субальпийской луговой растительности доминируют: ветреница пучковатая (*Anemone fasciculata*), вейник тростниковидный

(*Calamagrostis arundinacea*), овсяница разноцветная (*Festuca varia*). Доминирующими видами альпийских пестрокостровых лугов являются кострец пестрый (*Bromopsis variegata*), колокольчик Биберштейна (*Campanula biebersteiniana*), осока печальная (*Carex tristis*), вероника горечавковая (*Veronica gentianoides*), минуарция горная (*Minuartia aizoides*). Альпийские лишайниковые пустоши формируются тмином кавказским (*Carum caucasicum*), горечавкой пиренейской (*Gentiana pyrenaica*), осокой вечнозеленой (*Carex sempervirens*), цетрарией исландской (*Cetraria islandica*).

Разложение и гумификация органических остатков протекает в условиях переувлажнения и невысоких температур (средняя  $t$  июля  $9,1^{\circ}\text{C}$ ), что способствует развитию мощного дернового горизонта с признаками оторфовывания. Наличие бескарбонатных почвообразующих пород (продуктов разрушения верхнепалеозойских гранитоидов) приводит к образованию сиаллитных минералов в составе почвенного мелкозема, содержащих значительное количество Fe и Mn в форме связанных минералов. Их высвобождение осуществляется в результате процессов внутрипочвенного выветривания, при которых происходит ожелезнение почвенного профиля с накоплением свободных аморфных и окристаллизованных оксидов и гидроксидов Fe [10]. В почве создается запас очень сорбционноемких по отношению к микроэлементам соединений Fe (и Mn) [1, 11], которые способны удерживать в связанном состоянии большое количество поступающих масс Pb (до 48,5%), Zn (10–17 %) [12], Cu и Cd – до 40–60 % от общего содержания в почве [1, 13].

Другим важным компонентом почвы, участвующим в закреплении микроэлементов, являются хелатные органоминеральные комплексы, образованные по типу ковалентных связей с включением ионов металлов в состав кристаллических решеток минералов или функциональных групп гумусовых кислот [7]. Их подвижность по почвенному профилю зависит от щелочно-кислотных условий среды и для горно-луговых почв является высокой в силу складывающихся здесь кислых значений pH. Это обуславливает высокую миграционную подвижность микроэлементов, переносимых в составе хелатных органоминеральных комплексов по почвенному профилю.

Существенную роль в связывании микроэлементов в горно-луговых почвах играют продукты внутрипочвенного выветривания первичных минералов почвообразующих пород. В их составе преобладают гидрослюды, хлориты, минералы каолининовой группы [10].

Закрепление микроэлементов происходит преимущественно путем адсорбции на поверхности гидрослюд за счет возникновения электростатических сил, обеспечивающих достаточно прочное связывание металлов и алюмосиликатов [14, 15]. Такие процессы подтверждаются установленной ранее [9] концентрацией Cu и Zn на гидрослюдах, образующихся в почвенном мелкозем высокогорных областей Большого Кавказа.

Изменение гранулометрического состава горно-луговых почв с глубиной вызывает образование в средней части почвенного профиля сорбционного геохимического барьера, на котором могут закрепляться микроэлементы, адсорбированные илстыми фракциями [16, 17]. Эти процессы, вероятно, в большей степени выражены для горно-луговых почв под субальпийским луговым высокотравьем, которым свойственен более тяжелый гранулометрический состав и более интенсивные процессы оглинивания [18].

Горно-луговые почвы района исследования представлены двумя подтипами: горно-луговыми альпийскими и горно-луговыми субальпийскими. Морфологическое описание горно-луговых почв приведено ниже на примере разреза, заложенного в средней части коллювиального склона юго-восточной экспозиции на высоте 2750 м н.у.м., с альпийской растительностью, в составе которой: кострец пестрый (*Bromopsis variegata*), осока печальная (*Carex tristis*), вероника горечавковая (*Veronica gentianoides*), лютик горный (*Ranunculus oreophilus*), минуарция горная (*Minuartia aizoides*). Вскипание отсутствует по всему почвенному профилю.

Адг 0–4 (4) см. Луговой оторфованный войлок темно-бурого цвета в разной степени разложения.

А 4–14 (10) см. Темный буро-коричневый, влажный, среднесуглинистый. Непрочно-мелко-зернистый, рыхлый, сильнодерновый, сильноскелетный. Переход ясный.

В 14–27 (13) см. Ярко буро-рыжий, влажный, среднесуглинистый. Непрочно-мелкокомковатый, рыхлый, корешковатый, сильноскелетный. Переход постепенный.

Вс 27-42 (15) см. Буровато-палевый, влажный, среднесуглинистый, бесструктурный. Сильноскелетный, уплотненный, корешковатый. Переход постепенный.

С 42 (дно разреза) см. Коллювий гранитоидов.

Почва: Горно-луговая альпийская торфянисто-дерновая среднемошная среднесуглинистая сильноскелетная на коллювии гранитоидов.

Изученным горно-луговым почвам свойственна сильноокислая и кислая реакция среды (таблица). В гумусовом горизонте горно-луговых почв под альпийскими лишайниковыми пустошами (ландшафт ТЭ<sub>3</sub>) преобладают сильноокислые условия (рН = 4,2 ± 0,1; n=3). В гумусовом горизонте почв трансэлювиальных ландшафтов с альпийскими пестрокустовыми лугами (ландшафт ТЭ<sub>2</sub>) и субальпийскими лугами (ландшафт ТЭ<sub>1</sub>) установлена кислая реакция среды: рН = 4,9 ± 0,1 (n = 4) и рН = 5,4 ± 0,1 (n = 10) соответственно. В нижней части почвенного профиля реакция среды становиться слабокислой.

Таблица.

МИКРОЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ ГОРНО-ЛУГОВЫХ ПОЧВ ЭЛЕМЕНТАРНЫХ ЛАНДШАФТОВ

Table. Microelements composition of mountain-meadow soils of elementary landscapes

| Ландшафт | КК                           | КР       | Преобладающее распределение по почвенному профилю (нижний индекс – значение R) |                                                     |                                        |                   |
|----------|------------------------------|----------|--------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------|
|          | Относительно кларка почв [6] |          | Поверхностно-аккумулятивное                                                    | Поверхностно-аккумулятивное элювиально-иллювиальное | Элювиально-иллювиальное                | Элювиальное       |
| ТЭ3      | Pb (3,9), Cu (3,6), Zn (2,4) | Cd (2,8) | Zn <sub>1,9</sub><br>Cu <sub>1,5</sub>                                         | —                                                   | Pb <sub>0,9</sub>                      | Cd <sub>0,3</sub> |
| ТЭ2      | Pb (3,9), Cu (3,3), Zn (2,3) | Cd (1,1) | Zn <sub>1,6</sub><br>Cu <sub>1,2</sub>                                         | —                                                   | Cd <sub>0,9</sub><br>Pb <sub>0,9</sub> | —                 |
| ТЭ1      | Pb (3,5), Cu (2,8), Zn (2,3) | Cd (1,1) | Cu <sub>1,4</sub><br>Zn <sub>1,3</sub>                                         | —                                                   | Cd <sub>1</sub><br>Pb <sub>0,8</sub>   | —                 |

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

Содержание углерода органического вещества высокое и имеет значения: в гумусовом горизонте горно-луговых почв под альпийскими лишайниковыми пустошами –  $13,6 \pm 1,5\%$  ( $n=3$ ); у горно-луговых почв под альпийскими пестрокостровыми лугами –  $14 \pm 1,9\%$  ( $n = 4$ ); у горно-луговых почв под субальпийскими лугами –  $15,1 \pm 1,7\%$  ( $n = 10$ ). Дисперсионный анализ показал, что по содержанию гумуса в горизонте А, рассмотренные горно-луговые почвы под разными типами горных лугов не имеют статистически значимых различий, что свойственно для высокогорных почв согласно исследованиям других ученых [19].

В гумусовом горизонте горно-луговых почв под альпийскими лишайниковыми пустошами содержание физической глины составляет  $23,2 \pm 1,4\%$ , что говорит о легкосуглинистом гранулометрическом составе. В горно-луговых почвах под альпийскими пестрокостровыми лугами установлен среднесуглинистый гранулометрический состав с содержанием физической глины в  $32 \pm 2,5\%$  ( $n = 4$ ). Почвы субальпийских лугов отличается также среднесуглинистый гранулометрический состав с количеством физической глины в  $35,2 \pm 3,7\%$  при  $n=10$ . Профильное распределение фракции физической глины – элювиально-иллювиальное с максимальным накоплением в средней части почвенного профиля.

Микроэлементный состав гумусовых горизонтов изученных горно-луговых почв характеризуется вышекларковыми (относительно мирового кларка почв) содержаниями Pb, Cu и Zn; нижекларковыми – Cd. Значительным валовым содержанием Zn отличаются почвы трансэлювиальных ландшафтов с субальпийскими лугами (до  $120,3$  мг/кг). Также высокое валовое содержание Zn свойственно почвам трансэлювиальных ландшафтов под альпийскими пестрокостровыми лугами (до  $115,5$  мг/кг). Данные значения находятся в пределах, установленных для высокогорных почв Северного Кавказа на гранитоидах [20].

Радиальная дифференциация валового содержания Zn в горно-луговых почвах под альпийскими лишайниковыми пустошами происходит по контрастному поверхностно-аккумулятивному распределению ( $R = 1,9$ ), в горно-луговых почвах под альпийскими и субальпийскими лугами также имеет поверхностно-аккумулятив-

ное распределение при значениях  $R = 1,3-1,6$ . Установлены статистически значимые ( $p < 0,05$ ) корреляционные связи между валовым содержанием  $Zn$  и гумусом (высокая прямая с  $r = 0,81$ ;  $n = 51$ ) и  $pH$  (средняя обратная с  $r = -0,62$ ;  $n = 51$ ). Это дает возможность предположить значительное нахождение  $Zn$  в составе органоминеральных соединений, в том числе и хелатных. Известно, что  $Zn$  в кислых условиях является достаточно подвижным химическим элементом. Но в данном случае, вероятно, происходит его значительное удержание в верхней части почвенного профиля, насыщенного помимо гумуса, большим количеством оксидов и гидроксидов  $Fe$ , продуктами внутрисочвенного выветривания первичных минералов почвообразующих пород (гидрослюдами, хлоритами и др.).

Валовое содержание  $Cu$  по данным множественного сравнения с использованием параметрического критерия Ньюмена-Кейлса в горно-луговых альпийских почвах статистически значимо выше, чем в горно-луговых субальпийских почвах. Радиальное распределение валового содержания  $Cu$  в профиле изученных разрезов имеет поверхностно-аккумулятивный характер в горно-луговых почвах под альпийскими пестрокостровыми лугами ( $R = 1,5$ ), а также под альпийскими лишайниковыми пустошами и субальпийскими лугами ( $R = 1,2-1,4$ ). Корреляционный анализ показал статистически значимые ( $p < 0,05$ ) средние прямые корреляции валовых содержаний  $Cu$  с гумусом ( $r = 0,56$ ;  $n = 51$ ) и фракцией физической глины ( $r = 0,5$ ;  $n = 51$ ). Можно предположить о связывании  $Cu$  в составе органоминеральных комплексов, вторичных алюмосиликатов, железистых соединений.

Распределение валового содержания  $Pb$  в горно-луговых почвах (гумусовый горизонт) не имеет статистически значимых различий ( $n = 17$ ). В радиальной дифференциации валовых содержаний  $Pb$  по почвенным профилям установлено неконтрастное элювиально-иллювиальное распределение в горно-луговых почвах под альпийскими лишайниковыми пустошами, под альпийскими пестрокостровыми лугами и под субальпийскими лугами ( $R = 0,8-0,9$ ). Корреляционный анализ показал наличие статистически значимой ( $p < 0,05$ ) слабой прямой корреляции между валовыми содержаниями  $Pb$  и  $pH$  ( $r = 0,33$ ;  $n = 51$ ) и слабой обратной корреляции между  $Pb$  и гумусом ( $r = -0,39$ ;  $n = 51$ ). Можно говорить о

процессах выноса соединений Pb из гумусового горизонта в условиях сильноокислой среды. Вероятно также, что сказывается влияние высоких концентраций элемента в почвообразующей породе, обусловленное наличием в ней максиминералов Pb галенита и церуссита [9]. Исследованиями установлено, что Pb (II) в кислых условиях «при pH ниже 5,6–6 поглощается составляющими почв по механизму ионного обмена, причем оксиды и гидроксиды Fe более селективны к этим ионам, чем гидроксиды Mn, силикаты и органическое вещество» [21, с. 427].

Распределение валовых содержаний Cd по результатам множественного сравнения с использованием параметрического критерия Ньюмена-Кейлса в гумусовых горизонтах горно-луговых субальпийских почв статистически значимо выше, чем в горно-луговых альпийских ( $n = 17$ ). В радиальной дифференциации Cd встречаются разные распределения: элювиальное и элювиально-иллювиальное ( $R$  от 0,3 до 1,0). В кислых условиях среды миграция Cd достаточно интенсивна и, вероятно, может создавать сильно дифференцированную картину.

Латеральная структура распределения валовых содержаний характеризуется тем, что большинство изученных микроэлементов (Zn, Cu и Pb) имеют монотонный вид латерально-миграционной дифференциации (без существенных геохимических различий с  $L \leq 1,3$ ). Для Cd свойственен аккумулятивный вид латерально-миграционной дифференциации ( $L > 1,3$ ) с увеличением средних значений в почвах подчиненных ландшафтов.

Таким образом, для почв горно-лугового пояса высокогорной растительности Западного Кавказа характерным является закрепление микроэлементов в составе образующихся хелатных органоминеральных комплексов, оксидов и гидрооксидов Fe и Mn, продуктов выветривания алюмосиликатов. Формирование внутрипочвенных геохимических барьеров происходит главным образом за счет накопления органического вещества в верхней части почвенного профиля (биогеохимический барьер), за счет процессов иллювиирования и лессиважа (сорбционный барьер в иллювиальном горизонте), за счет высвобождения свободных оксидов и гидрооксидов Fe и Mn («зона ожелезнения» в верхней части почвенного профиля).

### **Заключение**

В результате исследования установлено, что образование системы почвенных соединений микроэлементов в высокогорной зоне луговых ландшафтов Западного Кавказа на территории Архыза происходит под действием основных почвенно-геохимических процессов, свойственных развитым здесь почвам. Накопление большого количества органического вещества в условиях повышенной инсоляции, избыточного увлажнения, невысоких температур способствует преимущественному связыванию микроэлементов с органоминеральными комплексами. Процессы внутрипочвенного выветривания приводят к высвобождению свободных оксидов и гидрооксидов Fe и Mn, накоплению в составе илистой фракции почв большого количества гидрослюд. Эти соединения также являются фазами-носителями микроэлементов в горно-луговых почвах региона. Особенности радиального распределения химических элементов обусловлены действием внутрипочвенных геохимических барьеров (биогеохимического, сорбционного, альфегумусового) в различных частях почвенного профиля. Также значительное влияние оказывает геохимическая специфика почвообразующих отложений, представленных продуктами выветривания кислых пород. Латеральное распределение микроэлементов контролируется процессами перемещения почвенных масс по склонам различной крутизны и характеризуется увеличением концентрации химических элементов в нижних частях крутых склонов, днищах древних цирков. Антропогенное воздействие в высокогорной зоне Архыза, проявляющееся в усиленном изменении травянистого покрова в местах интенсивного выпаса скота на альпийских и субальпийских пастбищах, практически не отражается на микроэлементном составе почв.

Изученные особенности формирования микроэлементного состава высокогорных почв под горно-луговой растительностью Западного Кавказа в районе Архыза служат основой проведения мониторинговых исследований для установления степени их трансформации в условиях усиления антропогенного воздействия на горные экосистемы. Их организация является важным звеном всей системы обеспечения устойчивого развития горных территорий как в нашей стране, так и за рубежом.

**Список источников**

1. Мотузова Г. В. Соединения микроэлементов в почвах: системная организация, экологическое значение, мониторинг. М.: Книжный дом «Либроком», 2009. 168 с.
2. Rezapour S., Golmohammad H. & Ramezanpour H. Impact of parent rock and topography aspect on the distribution of soil trace metals in natural ecosystems // *Journal of Environmental Science and Technology*. 2014. Vol. 11. P. 2075–2086. <https://doi.org/10.1007/s13762-014-0663-3>
3. Дегтярева Т. В., Караев Ю. И., Лиховид А. А., Лысенко А. В. Микроэлементный состав дерново-карбонатных почв Северо-Западного Кавказа // *Устойчивое развитие горных территорий*. 2021. Т. 13. № 1 (47). С. 25–34. <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2021-13-1-25-34>
4. Вайнгартнер Р., Гуня А. Н. Значение гор и необходимость активного участия в горных программах // *Устойчивое развитие горных территорий*. 2016. Т. 8. № 2. С. 120–126. <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2016-8-2-120-126>
5. Шальнев В. А., Юрин Д. В. Архыз. Природные условия и современные ландшафты. Ставрополь: СКФУ, 2016. 112 с.
6. Виноградов А. П. Геохимия редких и рассеянных химических элементов в почвах. М.: Изд-во АН СССР, 1957. 238 с.
7. Глазовская М. А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов. М.: Географический факультет МГУ, 2007. 350 с.
8. Дегтярева Т. В., Лиховид А. А. Особенности микроэлементного состава горных аллювиальных почв Западного Кавказа // *Наука. Инновации. Технологии*. 2024. № 2. С. 9–26. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.2.1>
9. Назаров А. Г. Геохимия высокогорных ландшафтов. М.: Наука, 1974. 168 с.
10. Ромашкевич А. И., Бирин А. Г. Педоморфизм минеральной массы в высокогорных почвах Большого Кавказа // *Почвоведение*. 1986. № 3. С. 106–116.
11. Koons R. D., Helmke P. A., Jackson M. L. Association of trace elements with iron oxides during weathering // *Soil Science Society of America Journal*. 1980. Vol. 44:155–159. <https://doi.org/10.2136/sssaj1980.03615995004400010032x>
12. Переломов Л. В., Пинский Д. Л. Формы Mn, Pb и Zn в серых лесных почвах Среднерусской возвышенности // *Почвоведение*. 2003. № 6. С. 682–691.

13. Covelo E., Vega F., Andrade M. Competitive sorption and desorption of heavy metals by individual soil components // *Journal of Hazardous Materials*. 2007. Vol. 140. P. 308–315.
14. Юрак В. В., Апакашев Р. А., Валиев Н. Г., Лебзин М. С. Сорбент-ориентированный метод детоксикации почв от тяжелых металлов // *Устойчивое развитие горных территорий*. 2021. Т. 13. № 1 (47). С. 135–145. <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2021-13-1-135-150>
15. Bradl H. Adsorption of heavy metal ions on soils and soils constituents // *Journal of Colloid and Interface Science*. 2004. Vol. 277. P. 1–18.
16. Acosta J A, Martínez-Martínez S, Faz A, Arocen J (2011) Accumulations of major and trace elements in particle size fractions of soils on eight different parent materials. *Geoderma* Vol. 161. P. 30–42. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2010.12.001>
17. Lukman S., Essa M. H., Nuthu D., Mu'azu N., Bukhari A., Basheer C. Adsorption and desorption of heavy metals onto natural clay material: Influence of initial pH // *Journal of Environmental Science and Technology*. 2013. Vol. 6. P. 1–15.
18. Молчанов Э. Н. Горно-луговые почвы высокогорий Западного Кавказа // *Почвоведение*. 2010. № 12. С. 1433–1448.
19. Рыжова И. М., Шамшин А. А. Оценка сопряженности критических переходов в почвенном и растительном покровах в системе высотной поясности // *Почвоведение*. 2001. № 5. С. 522–532.
20. Дьяченко В. В. Геохимия, систематика и оценка состояния ландшафтов Северного Кавказа. Ростов-на-Дону: Комплекс, 2004. 268 с.
21. Понизовский А. А., Мироненко Е. В. Механизмы поглощения свинца (II) почвами // *Почвоведение*. 2001. № 4. С. 418–429.

### References

1. Motuzova G V. Microelement compounds in soils: system organization, environmental significance, monitoring. Moscow: Librokom; 2009. 168 p. (In Russ.).
2. Rezapour S, Golmohammad H, Ramezanpour H. Impact of parent rock and topography aspect on the distribution of soil

- trace metals in natural ecosystems. *Journal of Environmental Science and Technology*. 2014;11:2075-2086. <https://doi.org/10.1007/s13762-014-0663-3>
3. Degtyareva TV, Karaev Yul, Likhovid AA, Lysenko AV. Microelement composition of sod-carbonate soils of the North-Western Caucasus. Sustainable development of mountain territories. 2021;13(1(47)):25-34. (In Russ.). <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2021-13-1-25-34>
  4. Vaingartner R, Gunya AN. The meaning of the mountains and the need for active participation in mountain programs. Sustainable development of mountain territories. 2016;8(2):120-126. (In Russ.). <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2016-8-2-120-126>
  5. Shalnev VA, Yurin DV, Arkhyz. Natural conditions and modern landscapes. Stavropol: SKFU; 2016. 112 p. (In Russ.).
  6. Vinogradov AP. Geochemistry of rare and scattered chemical elements in soils. M.: Publishing House of the Academy of Sciences of the USSR; 1957. 238 p. (In Russ.).
  7. Glazovskaya MA. Geochemistry of natural and technogenic landscapes. M.: Faculty of Geography of Moscow State University; 2007. 350 p. (In Russ.).
  8. Degtyareva TV, Likhovid AA. Features of the microelement composition of mountain alluvial soils of the Western Caucasus. *Science. Innovations. Technologies*. 2024;(2):9-26. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.2.1> (In Russ.).
  9. Nazarov AG. Geochemistry of highland landscapes. M.: Science; 1974. 168 p. (In Russ.).
  10. Romashkevich AI, Birina AG. Pedomorphism of mineral mass in the high-mountain soils of the Greater Caucasus. *Eurasian Soil Science*. 1986;3:106-116.
  11. Koons RD, Helmke PA, Jackson ML. Association of Trace Elements with Iron Oxides During Weathering. *Soil Science Society of America Journal*. 1980;44:155-159. <https://doi.org/10.2136/ssa1980.03615995004400010032x>
  12. Perelomov LV, Pinin DL. Forms Mn, Pb and Zn in gray forest soils of the Central Russian Upland. *Eurasian Soil Science*. 2003;(6):682-691. (In Russ.).
  13. Covelo E, Vega F, Andrade M. Competitive sorption and desorption of heavy metals by individual soil components. *Journal of Hazardous Materials*. 2007;140:308-315.

14. Yurak VV, Apakashev RA, Valiev NG, Lebzin MS. Sorbent-based method of soils detoxification from heavy metals. Sustainable development of mountain territories. 2021;13(1(47)):135-145. (In Russ.). <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2021-13-1-135-150>
15. Bradl H. Adsorption of heavy metal ions on soils and soils constituents. Journal of Colloid and Interface Science. 2004;277:1-18.
16. Acosta JA, Martínez-Martínez S, Faz A, Aroca J. Accumulations of major and trace elements in particle size fractions of soils on eight different parent materials. Geoderma. 2011;161:30-42. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2010.12.001>
17. Lukman S, Essa MH, Nuthu D, Mu'azu N, Bukhari A, Bashir C. Adsorption and desorption of heavy metals onto natural clay material: Influence of initial pH. Journal of Environmental Science and Technology. 2013;6:1-15.
18. Molchanov EN. Mountain-meadow of the highlands of the Western Caucasus. Soil Science. 2010;12:1433-1448. (In Russ.).
19. Ryzhova IM, Shamshin AA. Assessment of the conjugation of critical transitions in soil and plant cover in the altitudinal pronounced system. Eurasian Soil Science. 2001;5:522-532. (In Russ.).
20. Dyachenko VV. Geochemistry, systematics and assessment of the state of landscapes of the North Caucasus. Rostov-on-Don: Complex; 2004. 268 p. (In Russ.).
21. Ponizovsky AA, Mironenko EV. Mechanisms of the absorption of lead (II) soils. Eurasian Soil Science. 2001;4:418-429. (In Russ.).

### **Информация об авторах**

**Татьяна Васильевна Дегтярева** – кандидат географических наук, доцент, доцент департамента географии и геоинформатики Северо-Кавказского федерального университета, Scopus ID: 57196119839, Researcher ID: KLE-1800-2024

**Андрей Александрович Лиховид** – доктор географических наук, профессор, декан медико-биологического факультета, первый проректор Северо-Кавказского федерального университета, Scopus ID: 57200209407

### **Вклад авторов**

**Татьяна Васильевна Дегтярева.** Проведение исследования – сбор, интерпретация и анализ полученных данных. Подготовка и редактирование текста – составление черновика рукописи и формирование его окончательного варианта, участие в научном дизайне.

**Лиховид Андрей Александрович.** Утверждение окончательного варианта – принятие ответственности за все аспекты работы, целостность всех частей статьи и ее окончательный вариант.

### **Information about the authors**

**Tatyana V. Degtyareva** – Cand. Sci. (Geogr.), Associate Professor, Chair of the Department of Geography and Geoinformatics, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 57196119839, Researcher ID: KLE-1800-2024

**Andrey A. Likhovid** – Dr. Sci. (Geogr.), Professor, Dean of the Faculty of Medicine and Biology, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 57200209407

### **Contribution of the authors**

**Tatyana V. Degtyareva.** Conducting research – data collection, analysis and interpretation. Text preparation and editing – drafting of the manuscript and its final version, contribution to the scientific layout.

**Andrey A. Likhovid.** Approval of the final manuscript – acceptance of responsibility for all types of the work, integrity of all parts of the paper and its final version.



Научная статья  
УДК 911.6  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.2>

## МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЕ СОПОСТАВЛЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ УРОВНЯ ЖИЗНИ НАСЕЛЕНИЯ (на примере степных регионов Европейской России)

Анетта Ваниковна Кагиян

Северо-Кавказский федеральный университет (д. 1, ул. Пушкина,  
Ставрополь, 355017, Российская Федерация)

[avkagiiian@ncfu.ru](mailto:avkagiiian@ncfu.ru); <https://orcid.org/0009-0007-0506-8572>

Аннотация.

Современное состояние доходов населения характеризуется высокой поляризацией, следствием чего являются возрастающие проблемы социальной сферы, которые способны привести к нестабильности и волнениям в обществе. В связи с этим сегодня особое внимание со стороны государства уделяется росту уровня благосостояния населения: рост уровня и качества жизни, а также доходов населения определены как стратегически важные направления развития нашего государства. По уровню дифференциации структуры потребительских расходов можно говорить о степени развития отдельных территорий, и соответственно, об уровне жизни населения. Потребительское поведение, выступает одним из главных индикаторов уровня жизни, который является основным фактором миграционных мотиваций молодежи. На примере степной зоны Европейской России выявлены территориальные особенности материального положения населения в периферийных регионах страны. Объектом исследования является материальное благосостояние населения, выражающееся через доходы и расходы населения, а также структуру потребительского поведения. Исследование основывается на данных Федеральной и региональных служб государственной статистики за 2000–2021 гг. Посредством анализа, а также графических и картографических методов произведена оценка потребительского поведения населения в разрезе уровня жизни, доходов и расходов степных регионов европейской части России, определены тенденции его изменения за 2000–2021 годы. В ходе исследования обнаружены значительные различия в уровне материального благосостояния между регионами степной зоны. Отмечен повсеместный рост среднедушевых доходов и расходов населения за исследуемый период. Выявлена

региональная специфика потребления продуктов питания. По итогам исследования можно сделать вывод о том, что потребление продуктов питания населения является отражением уровня благосостояния населения. Рейтинг регионов по уровню материального благосостояния в общих чертах соответствует дифференциации субъектов по среднедушевым потребительским доходам и расходам.

Ключевые слова: материальное благосостояние, среднедушевые доходы и расходы, структура потребления продуктов питания, территориальная дифференциация, степные регионы РФ

Для цитирования: Кагиян А. В. Межрегиональные сопоставления некоторых показателей уровня жизни населения (на примере степных регионов Европейской России) // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 29–44. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.2>

Финансирование: исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ в рамках научного проекта № 23-27-00056

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 04.09.2024;  
одобрена после рецензирования 29.11.2024;  
принята к публикации 02.12.2024.

### 1.6.13. Economic, Social, Political and Recreational Geography (Geographical Sciences)

Research article

#### **Interregional comparison of some living standard indicators (by the example of the steppe regions of the European part of Russia)**

**Anetta V. Kagiyan**

North-Caucasus Federal University (1, Pushkin St., Stavropol, 355017, Russian Federation)

[avkagiian@ncfu.ru](mailto:avkagiian@ncfu.ru); <https://orcid.org/0009-0007-0506-8572>

Abstract.

The current state of the population income is characterized by high polarization, resulting in growing problems in the social sphere, which can lead to instability and unrest in society. In this regard, the state pays special attention to the growth of the population well-being: the growth

of the standard and quality of life, as well as the population income, are defined as strategically important areas for the development of our state. By the level of differentiation of the structure of consumer spending, we can talk about the degree of development of individual territories, and, accordingly, about the living standard of the population. Consumer behavior is one of the main indicators of the living standard, which is the main factor in the migration motivations of young people. Using the example of the steppe zone of European Russia, territorial features of the material situation of the population in the peripheral regions of the country are revealed. The object of the study is the material well-being of the population, expressed through the income and expenses of the population, as well as the structure of consumer behavior. The study is based on data from the federal and regional state statistics services for 2000-2021. By means of analysis, as well as graphic and cartographic methods, the consumer behavior of the population in terms of the living standard, income and expenses of the steppe regions of the European part of Russia was assessed, and trends in its change for 2000–2021 were determined. The study revealed significant differences in the level of material well-being between the regions of the steppe zone. A widespread increase in per capita income and expenditure of the population over the study period was noted. Regional specificity of food consumption was revealed. Based on the results of the study, it can be concluded that food consumption of the population reflects the level of population well-being. The rating of regions by the level of material well-being generally corresponds to the differentiation of subjects by per capita consumer income and expenditure.

**Keywords:** material well-being, per capita income and expenditure, structure of food consumption, territorial differentiation, steppe regions of the Russian Federation

**For citation:** Kagiyan AV. Interregional comparison of some living standard indicators (by the example of the steppe regions of the European part of Russia). Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):29-44. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.2>

**Funding:** the study was carried out with the financial support of the Russian Science Foundation within the framework of scientific project No. 23-27-00056

**Conflict of interests:** the author declares no conflicts of interests.

The article was submitted 04.09.2024;  
approved after reviewing 29.11.2024;  
accepted for publication 02.12.2024.

## **Введение**

Обширность и сложность территориального устройства России обуславливают актуальность и значимость межрегиональных сопоставлений всех параметров уровня жизни населения. Одним из важных индикаторов оценки уровня жизни является потребительское поведение, характеризующееся показателями среднедушевых доходов и расходов, структурой потребляемых продуктов и услуг.

Потребительское поведение – комплексная социально-экономическая категория, которая является объектом исследования многих наук: социологии, экономики, географии, медицины и др. Она выражается в осознанных действиях потребителей в сфере обращения и потребления, цель которых заключается в удовлетворении собственных потребностей [12]. В свою очередь, потребление представляет собой использование различных благ с целью удовлетворения собственных потребностей.

Потребление, в том числе в разрезе продуктов питания, формируется под действием разных факторов, в том числе, географического положения и природно-климатических условий мест проживания. Данное исследование направлено на анализ потребления продуктов питания населения степных регионов европейской России. Степная зона в Российской Федерации занимает небольшую часть от всей территории страны – около 7 %, но обеспечивает во многом ее продовольственную безопасность, специализируясь на производстве и поставках сельскохозяйственной продукции. Представленные регионы входят в первую двадцатку лидеров страны по производству продукции сельского хозяйства, исключение составляют Республики Адыгея и Калмыкия, занимающие в этом рейтинге 57 и 61 места, соответственно.

Вопросам изменений потребительского поведения и потребления населения, в том числе дифференциации уровня доходов, структуре потребительских расходов, посвящены труды многих отечественных исследователей: С.А. Айвазяна [1], В.М. Жеребина [5], Н.М. Римашевской [10], В.Ф. Майера [8]. Все большее внимание исследователей привлекает оценка потребительского поведения конкретных территорий [2, 4]. Становление отечественной

географии потребления как самостоятельного научного направления произошло во второй половине XX в. в связи с активной социологизацией экономической географии и ее трансформацией в социально-экономическую, и нашло яркое отражение в трудах Т.М. Калашниковой [7]. В начале нового тысячелетия география потребления развивается в рамках Санкт-Петербургской научной общественно-географической школы [3, 6, 13]. Авторы обосновывают злободневность современной географии потребления, проводят оценку региональных особенностей в параметрах потребительского поведения и др.

### **Материалы и методы исследований**

Территориальные рамки исследования охватывают основную часть степной зоны европейской части России и включают 12 регионов: Белгородскую, Воронежскую, Самарскую, Саратовскую, Оренбургскую, Ростовскую, Волгоградскую области, республики Башкортостан, Адыгею и Калмыкию, Краснодарский и Ставропольский края. Информационную базу исследования составили материалы открытых статистических источников Федеральной и региональных служб государственной статистики за 2000–2021 гг. (в т. ч. данные банка готовых документов по блокам: «Регионы России. Социально-экономические показатели», «Социально-экономическое положение регионов», «Федеральные статистические наблюдения по социально-демографическим проблемам» [14]).

В процессе исследования были применены методы интегрального индексирования, графического и картографического моделирования, сравнительного анализа.

Для определения дифференциации регионов по уровню материального благосостояния был использован метод интегральной оценки – метод суммы мест, предусматривающий предварительное ранжирование анализируемых регионов по ряду наиболее существенных показателей.



**Рис. 1.** Уровень благосостояния населения ряда степных регионов Европейской части России (2021 г.).  
Fig. 1. The level of population well-being of a number of steppe regions of the European part of Russia (2021)

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Современный уровень благосостояния населения в рассматриваемых регионах значительно дифференцирован (рис. 1).

Наилучшими показателями материального благополучия характеризуются Краснодарский край, Белгородская и Самарская области, Республика Башкортостан. В этих регионах отмечаются более высокие заработные платы (41 775–43 510 руб.) по сравнению с остальными степными регионами; при этом, несмотря на то, что они несколько ниже средних показателей по стране (57 244 руб.), везде превышают средние по соответствующим им федеральным округам (за исключением Белгородской области, вследствие значительного превосходства средних показателей зарплаты в Центральном федеральном округе за счет столицы). Причинами относительно высоких зарплат лидирующих регионов являются их отраслевая специализация и специфика трудовой деятельности. В этих субъектах РФ много предприятий материального сектора экономики (добывающие, обрабатывающие и строительные отрасли, развитый агропромышленный комплекс). Эти регионы лидируют по пенсионному обеспечению, средней площади жилых помещений на одного человека (средняя площадь в среднем по стране составляет 27,8 м<sup>2</sup>, в представленных регионах она варьирует в диапазоне 28,6–34,1 м<sup>2</sup>).

Примыкают к группе лидеров Воронежская и Волгоградская области. Заработные платы и пенсии здесь ниже, что, вероятно, провоцирует дефицит рабочей силы на промышленных предприятиях. Население отдает предпочтение работе «на себя». Эти регионы ориентированы в большей части на оптовую и розничную торговлю, а также ремонт авто и мотосредств. Относительно повышена доля населения, занятая в сельском хозяйстве (высокодоходные агрохолдинги и агрофирмы, особенно, растениеводческого направления, достаточно привлекательные для населения). Здесь одна из самых высоких среди исследуемых регионов обеспеченность персональными компьютерами на 100 домохозяйств (124 – в Воронежской, 125 – в Волгоградской областях), что практически соответствует среднему показателю по стране (126).

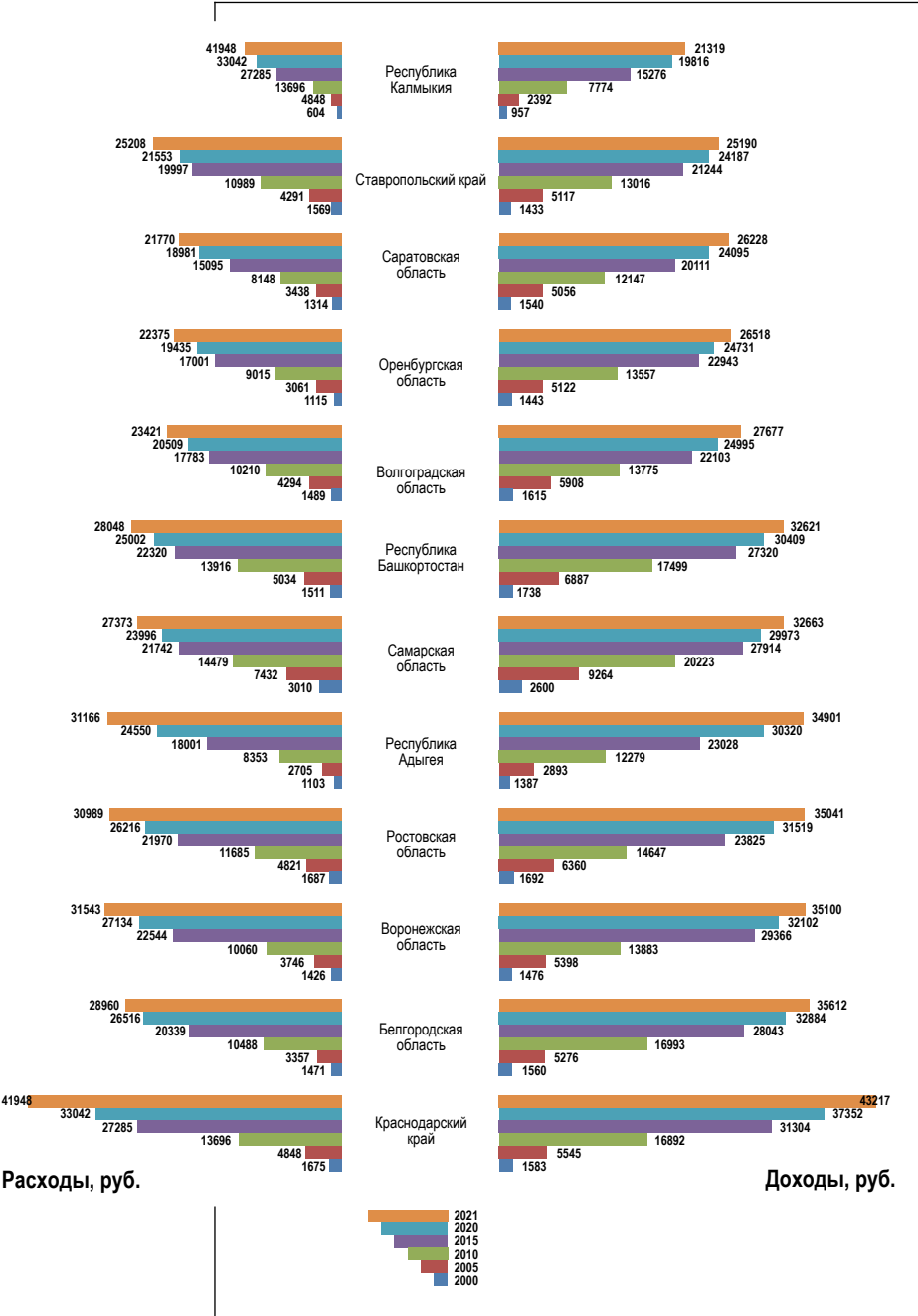
Несколько хуже все показатели в регионах со средним уровнем материального благосостояния: Ростовской и Оренбургской областях. В этих территориях повышена доля занятых в розничной и оптовой торговле, операциях с недвижимостью. Невысокие заработные платы (Ростовская область – 39 291 руб., Оренбургская область – 38 357 руб.), возможно, являются одной из причин снижения и других показателей. Так, например, количество посудомоечных машин, приходящихся на 100 домохозяйств в Ростовской области более чем в два раза ниже среднего показателя по стране.

Уровнем ниже среднего характеризуются Ставропольский край и Саратовская область. Помимо торговли, здесь повышена экономическая деятельность населения в сфере науки и образования, заработные платы в которой, по сравнению со среднероссийскими показателями, в 1,5–2 раза ниже. Также здесь довольно низкие пенсии, по которым они занимают предпоследние места в стране: Саратовская область – 69 место (15 495 руб.), Ставропольский край – 74 место (15 118 руб.).

Самый низкий уровень благосостояния отмечен в Республиках Адыгея и Калмыкия. Здесь самые низкие заработные платы, один из самых низких показателей доли жилых помещений, приходящихся в среднем на одного жителя, минимальное количество персональных компьютеров на 100 домохозяйств.

Уровень доходов и расходов населения регионов России меняется ежегодно (рис. 2), но в целом, среднедушевые доходы населения растут, вместе с ними увеличивается и объем расходов.

Рост доходов и расходов за период с 2000 по 2021 г. связан не только с абсолютным увеличением показателей, но и инфляционными колебаниями, ростом цен на товары и услуги. За прошедшие двадцать лет уровень денежных доходов увеличился в зависимости от региона в 13–27 раз, основной причиной чего является потребительское кредитование, набирающее обороты в условиях начавшегося в 2008 г. мирового кризиса, расходы же выросли в 9–28 раз. Доходы почти везде превышают значения потребительских расходов. Максимальное превышение наблюдалось в 2020 г., что, по мнению ряда экспертов, связано с распространением коронавирусной инфекции, во многом изменившей ритм жизни населения, значительно



**Рис. 2.** Динамика изменения уровня среднедушевых доходов и расходов населения степных регионов Европейской России за 2000–2021 гг.

Fig. 2. Dynamics of changes in the level of average per capita income and expenses of the population of the steppe regions of the European part of Russia for 2000–2021.

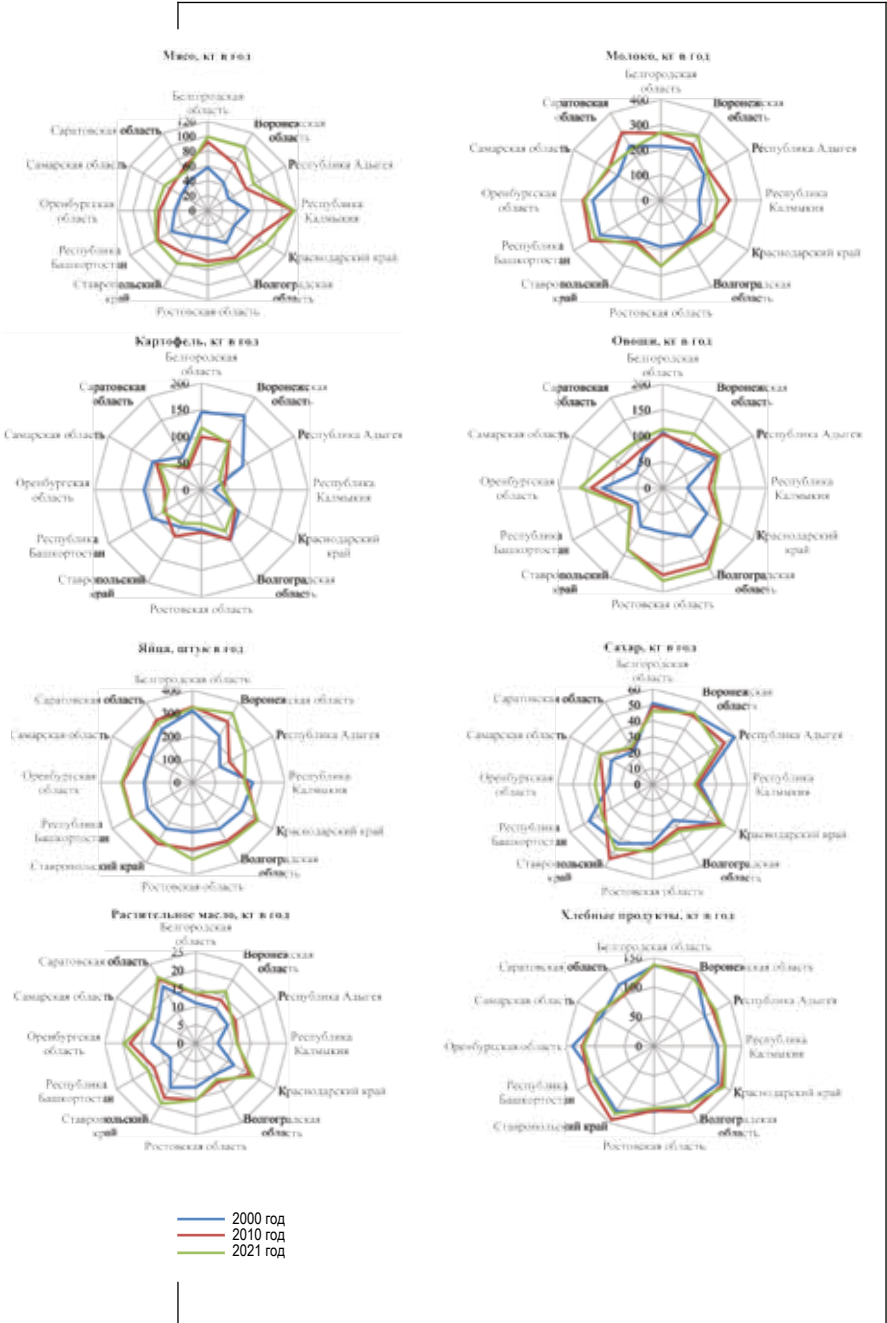
сократив необходимость расходования денежных средств и ростом возможности для сбережений [9].

В целом, рейтинг регионов по уровню доходов и расходов соответствует дифференциации регионов по уровню материального благосостояния. Несколько «выпадает» из общей тенденции Республика Адыгея с низким уровнем благосостояния, но занимающая в рейтинге доходов и расходов довольно высокое место, что, вероятно, свидетельствует о повышенной доле теневых доходов.

Несмотря на рост доходов, структура потребительских расходов не претерпела значительных изменений. Основная доля расходов приходится на покупку товаров и услуг. В среднем в 2021 г. данный показатель варьирует в пределах 70–80 %, а в некоторых регионах превышает отметку 96 %: (Ставропольский и Краснодарский края). Вторая группа расходов приходится на обязательные платежи – в среднем до 15 %. В целом по мере экономического развития и роста доходов в стране происходит коренная трансформация структуры конечного потребления домашних хозяйств; отмечается устойчивое уменьшение доли расходов на товары и увеличение затрат на услуги [11].

Одним из важнейших маркеров потребительского поведения населения является потребление продуктов питания, которое также имеет свои региональные особенности (рис. 3).

В основном, потребительские предпочтения продуктов питания достаточно устойчивы. За последние два десятилетия изменения коснулись объемов потребления мяса, овощей и картофеля: увеличилось потребление мяса и овощей, а потребление картофеля сократилось, что вероятно связано с изменениями в структуре сельскохозяйственного производства, но одновременно является косвенным свидетельством роста материального благосостояния населения. Только в Калмыкии наблюдается увеличение потребления картофеля, что, по всей видимости, отражает ухудшение материального положения населения. Существенно понижены в Калмыкии показатели по потреблению овощей. Одновременно здесь прослеживается рост потребления мяса, что является следствием усиления традиционных тенденций в рационе калмыков и упрочением «агро-



**Рис. 3.** Динамика изменения объемов потребления продуктов питания в степных регионах Европейской части России на душу населения.  
Fig. 3. Dynamics of changes in the volume of food consumption in the steppe regions of the European part of Russia per capita

ризации» их образа жизни. Так, если в среднем по стране на душу населения потребление мяса составляет порядка 78 кг, то в Калмыкии – 116 кг. По потреблению мяса Калмыкия занимает 1 место среди всех субъектов РФ.

Значительными темпами растет потребление молока в Воронежской и Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях, что связано с достаточно высоким объемом производства местного молока (более 1000 кг на душу населения), которое выгодно в стоимостном отношении, и население не переплачивает за данный вид продукта.

Потребление растительного масла в регионах с высоким и средним уровнем благосостояния характеризуется положительной динамикой, что связано с соответствующей сельскохозяйственной специализацией по выращиванию подсолнечника. Основное производство подсолнечного масла приходится именно на регионы Южного и Приволжского федеральных округов.

Потребление яиц имеет в основном положительную динамику, лишь в Калмыкии их потребление снизилось за последние годы, что связано с уменьшением их производства (так, в 2010 г. было получено 30,1 млн шт. яиц, а в 2021 г. – в 2,5 раза меньше – 13,5 млн шт.). Отсутствие роста потребления яиц отмечается в Ставропольском крае и Башкортостане, причина чего (по некоторым данным [14]) кроется в снижении яйценоскости кур-несушек.

Обычно большие объемы потребления хлеба связывают с низким уровнем жизни. В исследуемых регионах производство хлебных злаков выступает в качестве ведущей отрасли, а поэтому потребление хлеба и хлебобулочных изделий традиционно велико и достаточно устойчиво. По потреблению сахара наблюдается небольшая, но устойчивая положительная динамика во всех регионах, за исключением Республики Адыгея и Белгородской области, в которых снизилась урожайность сахарной свеклы. Тем не менее потребление сахара в представленных регионах превышает средний показатель по стране (среднее значение – 39 кг на душу населения, Белгородская область – 46 кг, Республика Адыгея – 47 кг).

### **Заключение**

Степные регионы европейской части России неоднородны по уровню материального благосостояния. Наиболее высокие показатели характерны для Краснодарского края, Белгородской и Самарской областей, Республики Башкортостан, наиболее низкие – отмечены в республиках Адыгея и Калмыкия, в которых уровень материального благосостояния (по сравнению с лидерами) ниже в 4 раза.

Ежегодно происходит увеличение доходов населения всех исследуемых регионов, а вместе с ним и потребительских расходов населения. За прошедшие двадцать лет уровень денежных доходов увеличился до 27 раз, расходов – до 28.

Прослеживается связь между уровнем благосостояния населения и структурой потребления продуктов питания. Выявлена тенденция увеличения потребления мяса и овощей, что свидетельствует о росте уровня материального благополучия.

Сформированы региональные потребительские предпочтения по продуктам питания. Высокие показатели потребления мяса отмечены в регионах с развитым животноводством (Белгородская область, Краснодарский край) и Республиках Калмыкия и Башкортостан, в которых мясная пища является характерной чертой традиционного образа жизни.

Хлебная продукция преобладает в абсолютном большинстве степных регионов, в связи с традиционно высокой долей посевных площадей под зерновыми культурами и исторически сложившейся структурой потребления.

### **Список источников**

1. Айвазян С. А. Анализ качества и образа жизни населения (эконометрический подход). Москва: Издательство «Наука», 2012. 432 с.
2. Большаков С. Н., Манаенкова Ю. Н. Экономическая оценка потребительского поведения населения // Государственная служба. 2017. Т. 19. № 5 (109). С. 50–55.
3. Гладкий Ю. Н., Корнекова С. Ю. География потребления как недооценённая отрасль научного знания // Ученые записки ЗабГУ. 2014. № 1 (54). С. 107–112.

4. Грунт Е. В. Потребительское поведение населения российского мегаполиса при занятии шопингом // Социум и власть. 2015. № 2 (52). С. 12–18.
5. Жеребин В. М. Временные, межрегиональные и межгрупповые сопоставления уровня жизни // Вестник Российского гуманитарного научного фонда. 2001. № 4. С. 75–85.
6. Калашникова Т.М. Основные положения географии потребления // Вестник Московского университета. Сер. География. 1994. № 4. С. 23–29.
7. Корнекова С. Ю. Концептуальные основы географии продовольственного потребления: автореф. дисс. ... д-ра геогр. наук. Санкт-Петербург, 2018. 43 с.
8. Майер В.Ф., Мстиславский П.С. Реальные доходы населения. Москва: Наука, 1988. 288с.
9. Медведева О. С., Кожина О. А. Влияние пандемии COVID-19 на потребительское поведение и привычки людей // Инновационная экономика и современный менеджмент. 2020. № 5 (31). С. 15–20.
10. Региональные особенности уровня и качества жизни: монография / Н. М. Римашевская, В. К. Бочкарева, Г. Н. Волкова и др. Москва: Изд-во М-Студио, 2012. 392 с.
11. Рожковская Е. А. Тенденции изменения структуры потребительских расходов населения Беларуси и зарубежных стран // Экономический бюллетень Научно-исследовательского экономического института Министерства экономики Республики Беларусь. 2019. № 5 (263). С. 4–16.
12. Россинская Г. М. Экономическое поведение потребителя: методологический аспект // Российский экономический интернет-журнал. 2006. № 3. С. 96.
13. Файбусович Э. Л., Корнекова С. Ю. Территориальные различия в потреблении продовольственных товаров населением России // Известия Санкт-Петербургского университета экономики и финансов. 2012. № 6 (78). С. 58–64.
14. Федеральная служба государственной статистики. URL: <https://rosstat.gov.ru> (дата обращения: 11.11.2023).

## References

1. Ayvazyan SA. Analysis of the quality and lifestyle of the population (econometric approach). Moscow: Publishing House "Science"; 2012. 432 p. (In Russ.).
2. Bolshakov SN, Manaenkova YuN. Economic estimation of consumer behavior of the population. Public administration. 2017;19(5(109)):50-55. (In Russ.).
3. Gladky YuN, Kornekova SYu. Geography of consumption as underrated branch of scientific knowledge. Scholarly notes of Transbaikal State University. 2014;(1)54:107-112. (In Russ.).
4. Grunt EV. Consumer's behavior of population of Russian megalopolises during shopping. Socium and power. 2015;2(52):12-18. (In Russ.).
5. Zherebin VM. Temporal, inter-regional, and inter-group comparisons of a standard of living of the population. Vestnik Rossiiskogo humanitarnogo nauchnogo fond = Bulletin of the Russian Humanitarian Scientific Foundation. 2001;(4):75-85. (In Russ.).
6. Kalashnikova TM. Basic provisions of the geography of consumption. Lomonosov Geography Journal. 1994;(4):23-29. (In Russ.).
7. Kornekova SYu. Conceptual foundations of the geography of food consumption: abstract dissertation of dr. geogr. sciences. St. Petersburg; 2018. 43 p. (In Russ.).
8. Mayer VF, Mstislavsky PS. Real incomes of the population. Moscow: Nauka; 1988. 288 p. (In Russ.).
9. Medvedeva OS, Kozhina OA. The impact of the Covid-19 pandemic on consumer behavior and habits. Innovatsionnaya ekonomika i sovremennyyi menedzhment = Innovative Economics and Modern Management. 2020;5(31):15-20. (In Russ.).
10. Rimashevskaya NM, Bochkareva VK, Volkova GN et al. Regional features of the standard and quality of life: monograph. Moscow: Publishing House M-Studio; 2012. 392 p. (In Russ.).
11. Rozhkovskaya K. Trends in the structure of consumer spending of the population in Belarus and around the world. Ekonomicheskii byulleten' Nauchno-issledovatel'skogo ekonomicheskogo instituta Ministerstva ekonomiki Respubliki Belarus' = Economic Bulletin of the Research Economic Institute of the

Ministry of Economy of the Republic of Belarus. 2019;5(263):4-16. (In Russ.).

12. Rossinskaya GM. Economic behavior of the consumer: methodological aspect. Rossiiskii ekonomicheskii internet-zhurnal = Russian Economic Internet Journal. 2006;(3):96. (In Russ.).
13. Faybusovich EL, Kornekova SYu. Division into districts of consumption of foodstuff in Russia. Izvestiya Sankt-Peterburgskogo universiteta ekonomiki i finansov = News of the Saint Petersburg University of Economics and Finance. 2012;6(78):58-64. (In Russ.).
14. Federal State Statistics Service. Available from: <https://ross-tat.gov.ru> [Accessed 11 November 2023]. (In Russ.).

### **Информация об авторе**

**Анетта Ваниковна Кагиян** – ведущий экономист планово-финансового управления Северо-Кавказского федерального университета.

### **Information about the author**

**Anetta V. Kagiyan** – Leading Economist of the Planning and Financial Department, North-Caucasus Federal University.

1. ЕСТЕСТВЕННЫЕ НАУКИ  
1.6.21. Геоэкология (географические науки)



Научная статья

УДК 511.435.627:551 (470.63) + 551.3 (470.65)

<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.3>

## ГИДРОЛОГО-ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ОСНОВНЫХ РЕК КАБАРДИНО-БАЛКАРСКОГО ВЫСОКОГОРНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ЗАПОВЕДНИКА В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОГО ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА

Ирина Ибрагимовна Кучменова

Высокогорный геофизический институт (д. 2, пр. Ленина, Нальчик,  
360001, Российская Федерация)

[ira\\_kuchmenova@mail.ru](mailto:ira_kuchmenova@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0002-7831-2114>

Аннотация.

В последние десятилетия отмечается увеличение и изменение внутригодового распределения стока во многих районах европейской части России. Повышение температуры воздуха приводит к усилению интенсивности таяния ледников, но эти вопросы рассматривались в основном для крупных рек, небольшие горные реки мало изучены. В данной статье рассмотрено влияние изменений метеорологических характеристик (температура воздуха и осадки) на гидролого-гидрохимический режим рек Кабардино-Балкарского государственного высокогорного заповедника. Климатические изменения проанализированы по данным температуры воздуха и осадков за период с 1961 по 2021 г. Анализ водного режима проведен по многолетним данным стока с постов с. Н. Чегем и с. Бабугент в период с 1961 г. по 2021 г. Проведен сравнительный анализ данных по сумме ионов в воде исследуемых рек за 1958–1960 гг. с данными, полученными нами в 2015–2017 гг. Многолетние колебания температуры воздуха для всех исследуемых бассейнов имеют тенденцию к увеличению: среднегодовая и зимняя на 0,6 °С, летняя от 2,4 до 3 °С. Увеличение годовой суммы осадков характерно для с. Н. Чегем более чем на 5 мм, сумма осадков летом возрастает почти на 10 мм, в то время как зимой наблюдается уменьшение также на 5 мм за рассматриваемый период. Всесезонное уменьшение осадков характерно для с. Бабугент: годовая сумма осадков сокращается на 84 мм, летняя на 78 мм, зимняя на 5 мм. При сравнительном анализе полученных нами данных за 2015–2017 гг. с минерализацией рек за 1958–1960 гг., выявлено, что к настоящему времени минерализация рек в межень уменьшилась в почти 5 раз; в половодье – более чем в 2 раза.

Ключевые слова: среднегодовая температура, сумма осадков, сток реки, расходы воды, минерализация

Для цитирования: Кучменова И. И. Гидролого-гидрохимический режим основных рек Кабардино-Балкарского высокогорного государственного заповедника в условиях современного изменения климата // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 45–60. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.3>

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 19.10.2024;  
одобрена после рецензирования 02.12.2024;  
принята к публикации 16.12.2024.

#### 1.6.21. Geoeology (Geographical Sciences)

Research article

### Hydrological and hydrochemical regime of the main rivers of the Kabardino-Balkar high-mountain state reserve under conditions of modern climate change

Irina I. Kuchmenova

High-Mountain Geophysical Institute (2, Lenin Ave., Nalchik, 360001, Russian Federation)

ira\_kuchmenova@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-7831-2114>

#### Abstract.

In recent decades, there has been an increase in water resources and a change in the intra-annual distribution of runoff in many areas of the European part of Russia. Rising air temperatures lead to increased glacier melting, but these issues have been considered mainly for large rivers; small mountain rivers have been little studied. This article discusses the impact of changes in meteorological characteristics (air temperature and precipitation) on the hydrological and hydrochemical regime of the rivers of the Kabardino-Balkar State High-Mountain Reserve. Climate changes are analyzed based on air temperature and precipitation data for the period from 1961 to 2021. The water regime is analyzed based on long-term runoff data from the villages of N. Chegem and Babugent over the period from 1961 to 2021. A comparative analysis of data on the sum of ions in the water of the studied rivers for 1958–1960 was carried out with the data we obtained in 2015–2017. Long-term fluctuations in air temperature for all studied basins tend to increase: average annual and winter by 0.6 °C, summer from 2.4 to 3 °C. An increase in the annual precipitation amount is typical for the village of N. Chegem by more than 5 mm, the amount of precipitation in summer increases by almost 10 mm, while in winter there is a decrease of 5 mm over the period under review. An all-season decrease in precipitation is typical for the village of Babugent: the annual precipitation amount decreases by 84 mm, summer by 78 mm, winter by 5 mm. A comparative analysis of the data the author obtained for 2015–2017 with the mineralization of rivers for 1958–1960 revealed that by now the mineralization of rivers in low water has decreased by almost 5 times; in flood — more than 2 times.

**Keywords:** average annual temperature, precipitation amount, river runoff, water discharge, mineralization

**For citation:** Kuchmenova II. Hydrological and hydrochemical regime of the main rivers of the Kabardino-Balkar high-mountain state reserve under conditions of modern climate change. Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):45-60 (in Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.3>

**Conflict of interest:** the author declares no conflicts of interests.

The article was submitted 19.10.2024;  
approved after reviewing 02.12.2024;  
accepted for publication 16.12.2024.

### **Введение**

В настоящее время в связи с деградацией ледников особое внимание привлекает проблема влияния климатических факторов на сток горных рек. Общепринято, что в горных реках с ледниковым питанием во время таяния ледника происходит увеличение расходов воды, но этот вопрос недостаточно изучен.

В последние десятилетия в европейской части России наблюдается увеличение и изменение внутригодового распределения стока [1–3]. Повышение температуры воздуха ускоряет таяние ледников, что сказывается и на стоке рек. Однако динамика малых горных рек мало изучена из-за того, что основное внимание уделяется крупным рекам [4, 5].

Проблема влияния климатических факторов на гидрологические характеристики (сток) горных рек привлекает к себе особое внимание в связи с деградацией ледников. В свою очередь, климатические изменения, влияющие на речной сток наряду с выветриванием горных пород, определяют гидрохимический режим и формирование химического состава воды рек. На формирование химического состава воды рек оказывает влияние геологическое строение территории, рельеф, климатические факторы, водный режим и почвенный покров. Влияние в разной степени всех этих факторов определяет пространственную (регионально-локальную) неоднородность химического состава воды рек. Исследования, проводимые в пределах государственных заповедников, позволяют рассмотреть современное гидроэкологическое состояние водных объектов с учетом особых природных условий. Высокогорная часть речных бассейнов р. Чегем и р. Черек, исследуемых в данной работе расположены на значительном расстоянии от источников антропогенного воздействия, и, следовательно, химический состав воды здесь формируется под влиянием природных факторов, характерных для данной водосборной сети.

Цель работы – рассмотреть влияние изменений температуры воздуха и количества осадков на гидрологический и гидрохимический режим рек Кабардино-Балкарского государственного высокогорного заповедника (КБГВЗ).

### Материалы и методы исследований

Истоки рек Чегем и Черек Балкарский и Черек Безенгийский находятся в ледниках на северном склоне Центрального Кавказа, преимущественно на Главном и Боковых хребтах [6]. Реки протекают по территории КБГВЗ и являются притоками третьего порядка р. Терек (рис. 1).



Рис. 1.

Схема расположения гидрологических постов на р. Чегем, Черек Балкарский и Черек Безенгийский.

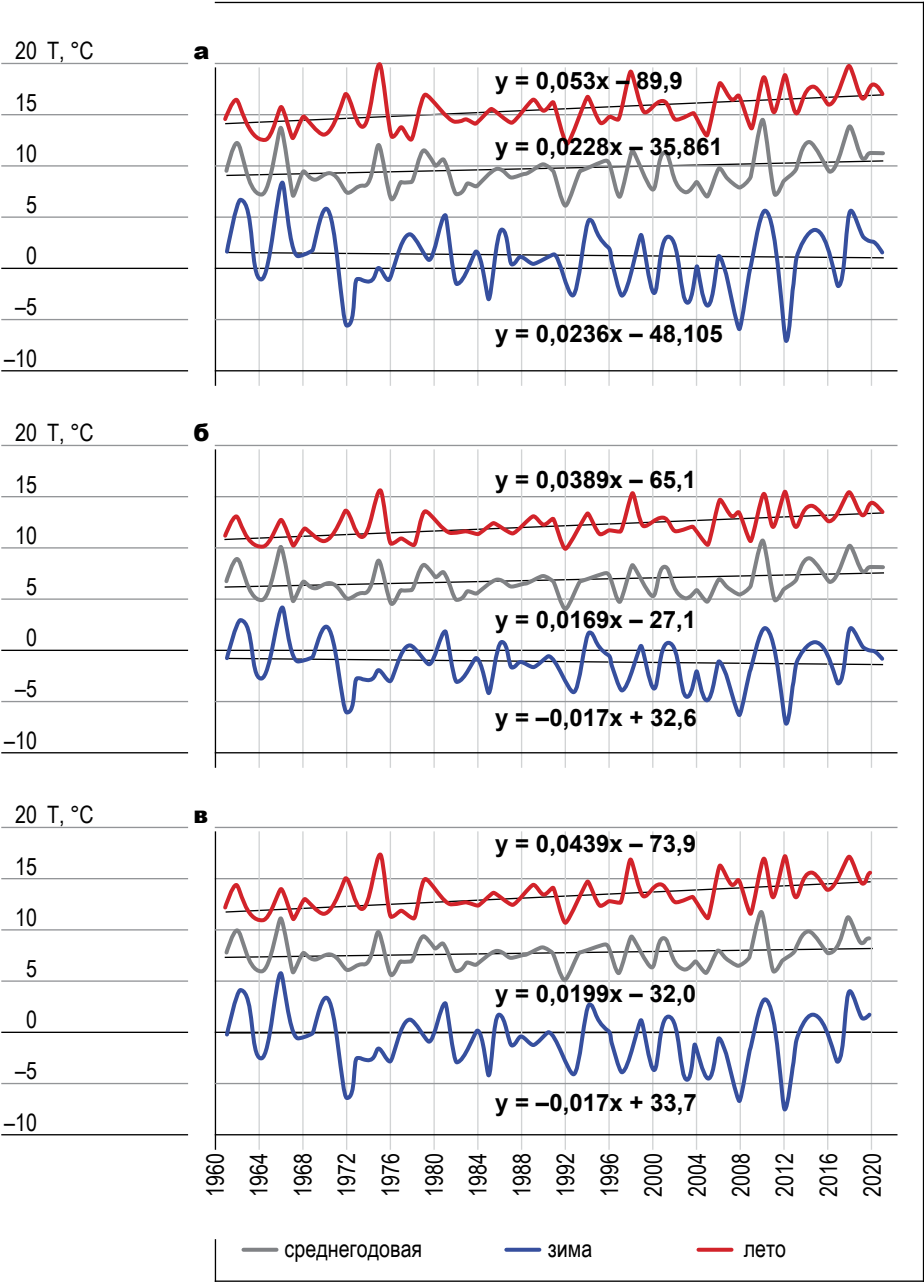
Fig. 1. Layout of hydrological posts on the rivers Chegem, Cherek Balkarsky and Cherek Bezengiysky.

Анализ водного режима исследуемых рек проведен по многолетним данным стока с постов с. Н. Чегем и с. Бабугент в период с 1961 г. по 2021 г. Многолетние данные о среднегодовых и среднемесячных расходах воды с гидрологических постов р. Чегем – с. Н. Чегем, р. Черек Балкарский – с. Бабугент, р. Черек Безенгийский – с. Бабугент предоставлены ФГБУ «Северо-Кавказское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды». Для характеристики климатических изменений проанализированы метеорологические данные по температуре воздуха и осадкам за период с 1961 по 2021 гг. Среднемесячная температура была интерполирована с помощью метода наименьших квадратов с метеостанции Терскол на три гидрологических поста, расположенных на территории исследуемых бассейнов р. Чегем, р. Черек Безенгийский и р. Черек Балкарский. Данные по сумме атмосферных осадков предоставлены ФГБУ «Северо-Кавказское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» в период с 1961 по 2021 гг. по двум гидрологическим постам (р. Чегем – с. Н. Чегем и р. Черек Балкарский – с. Бабугент). Кроме того, проведен сравнительный анализ данных по сумме ионов в воде исследуемых рек за 1958–1960 гг. с данными полученными нами в 2015–2017 гг. Статистическая обработка данных проведена с помощью стандартного пакета Excel.

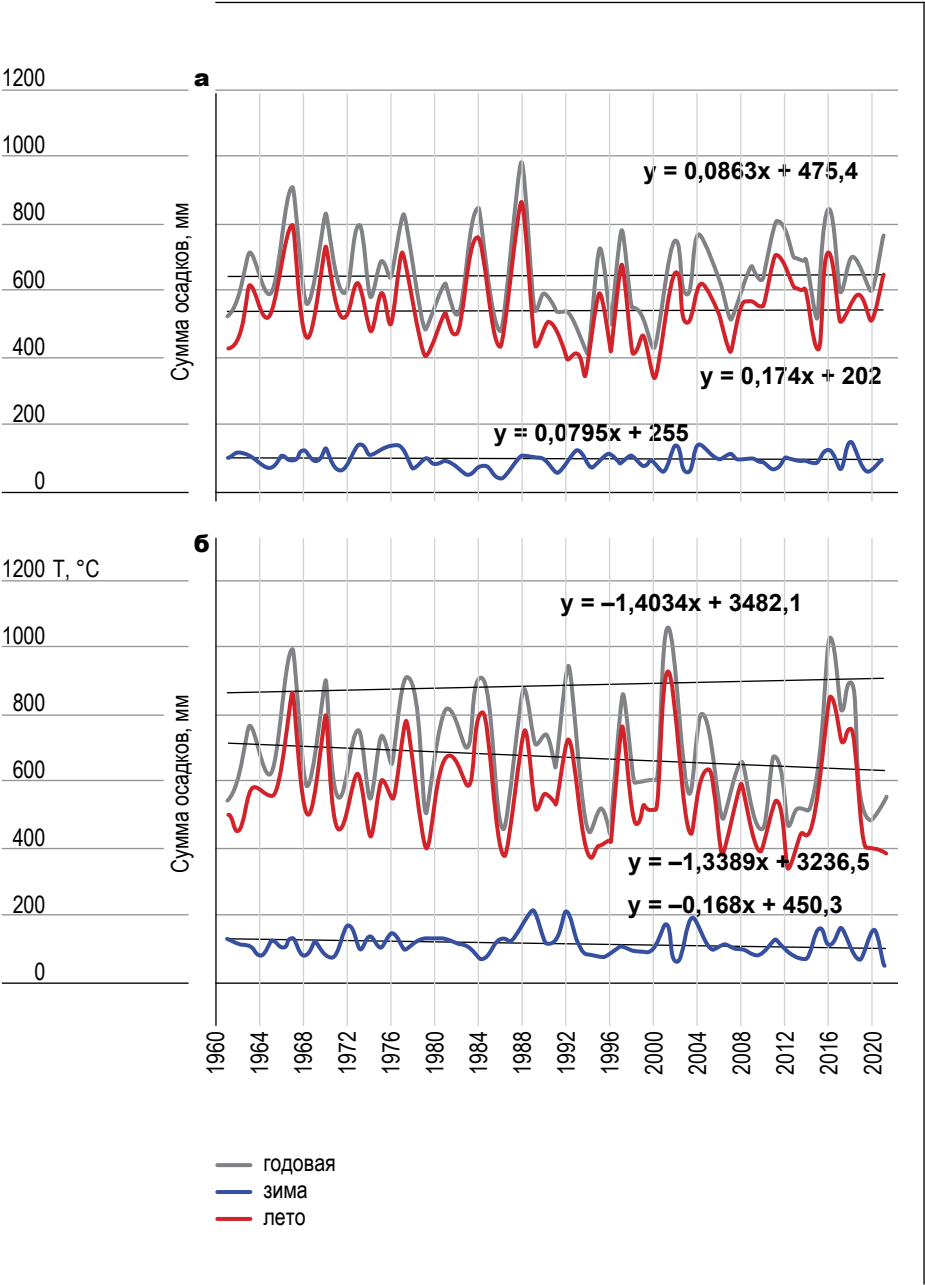
### **Результаты исследований и их обсуждение**

Многолетние колебания температуры воздуха имеют тенденцию к увеличению. Кроме того, для всех исследуемых бассейнов характерно увеличение среднегодовой на  $0,6^{\circ}\text{C}$  и летней температуры от  $2,4$  до  $3^{\circ}\text{C}$ , в зимний период температура уменьшается на  $0,6^{\circ}\text{C}$  (рис. 2).

Характер распределения атмосферных осадков для исследуемых бассейнов различается. Увеличение годовой суммы осадков характерно для с. Н. Чегем более чем на 5 мм, сумма осадков в летний период тоже возрастает почти на 10 мм, в то время как в зимний период наблюдается уменьшение на 5 мм за рассматриваемый период (рис. 3 а). Всесезонное уменьшение осадков характерно для с. Бабугент: годовая (рис. 3 б).



**Рис. 2.** Изменение среднегодовой, зимней и летней температуры воздуха в период с 1961 по 2021 г. для гидрологических постов: р. Чегем – с. Н. Чегем (а), р. Черек Балкарский – с. Бабугент (б) и р. Черек Безенгийский – с. Бабугент (в).  
Fig. 2. Changes in average annual, winter and summer air temperatures in the period from 1961 to 2021 for hydrological posts: Chegem River – N. Chegem (a), Cherek Balkarsky River – Babugent (b) and Cherek Bezengiysky River – Babugent (c).



**Рис. 3.** Изменение годовой, зимней и летней суммы осадков в период с 1961 по 2021 гг. для р. Чегем – с. Н. Чегем (а), р. Черек Балкарский и р. Черек Безенгийский – с. Бабугент (б).  
Fig. 3. Changes in annual, winter and summer precipitation in the period from 1961 to 2021 for the Chegem River – N. Chegem (a), Cherek Balkarsky River and Cherek Bezengiysky River – Babugent (b).

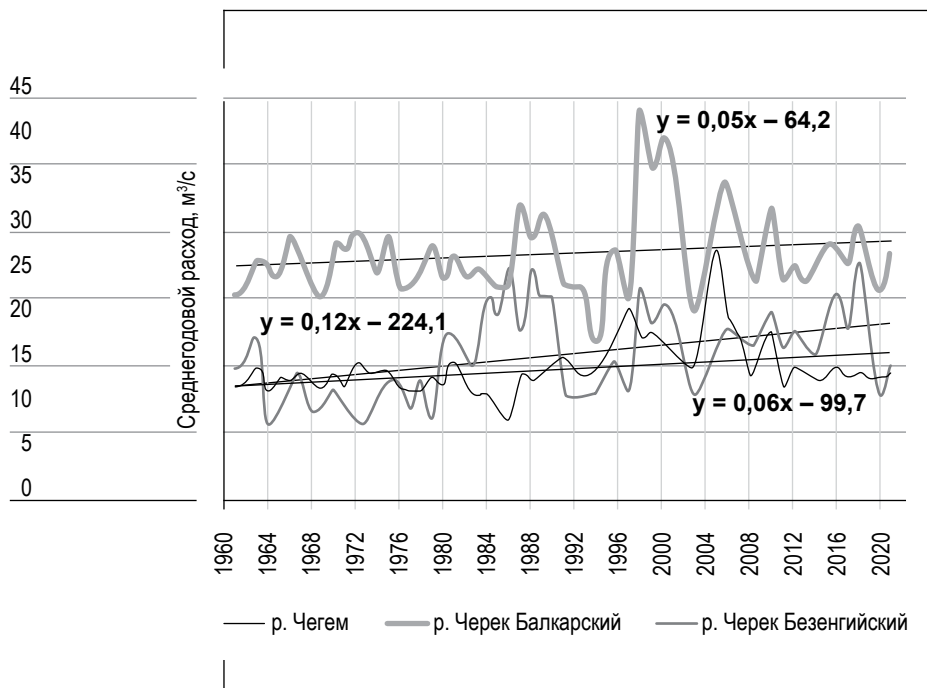


Рис. 4.

**Многолетние изменения среднегодовых расходов воды р. Чегем, р. Черек Балкарский, р. Черек Безенгийский.**

Fig. 4. Long-term changes in average annual water flow of the Chegem River, the Cherek Balkarsky River, and the Cherek Bezengitsky River.

За период с 1961 по 2021 гг. для всех исследуемых рек характерно увеличение расхода воды. Максимальным увеличением расхода воды характеризуется в р. Черек Безенгийский более чем на 7 м³/с, далее р. Чегем – почти на 4 м³/с и Черек Балкарский – 3 м³/с (рис. 4). Кроме того, увеличение расхода воды для р. Черек Безенгийский характерно с 1979 г., тогда как для р. Чегем и р. Черек Балкарский – с 1986 г., такое различие обусловлено тем, что доля ледников на площади водосборного бассейна р. Черек Безенгийский (20 %) почти в 2 раза выше доли ледников на водосборе рек Чегем (9 %) и Черек Балкарский (12 %).

Чередование многоводных и маловодных периодов в многолетних изменениях стока исследованных рек связано с циклически-

ми изменениями климата. Повышение температуры воздуха приводит к усилению таяния ледников, что также сказывается и на стоке рек. Расходы воды в исследуемых реках стали увеличиваться после 1980 года, что согласуется с гипотезой об изменении климата и ускоренном таянии ледников. Увеличение стока после 1980 г. на значимом уровне подтверждается с помощью таких статистических критериев, как критерий Стьюдента и Фишера [7, 8].

Во внутригодовом распределении стока (рис. 5) произошли некоторые изменения: после 1986 г. для р. Черек Балкарский уменьшилась доля стока, приходящаяся на период половодья с июля по сентябрь, в период межени объем стока увеличился. Изменения на р. Чегем имеют несколько иной характер: в период половодья объем стока увеличился, в период падения половодья (сентябрь, октябрь) доля годового стока уменьшилась, практически не изменилась доля меженного стока. Для р. Черек Безенгийский доля стока, приходящаяся на период спада половодья (август, сентябрь), увеличилась. Такие изменения в распределении стока обусловлены изменениями климата, началом которого считают 1979 г.

Рассмотренные реки Чегем, Черек Балкарский и Черек Безенгийский расположены в соседних долинах и имеют схожие характеристики стока. Для поиска аналитической связи была построена линейная регрессионная модель изменения расходов воды в зависимости от среднегодовой температуры воздуха и годовой суммы осадков.

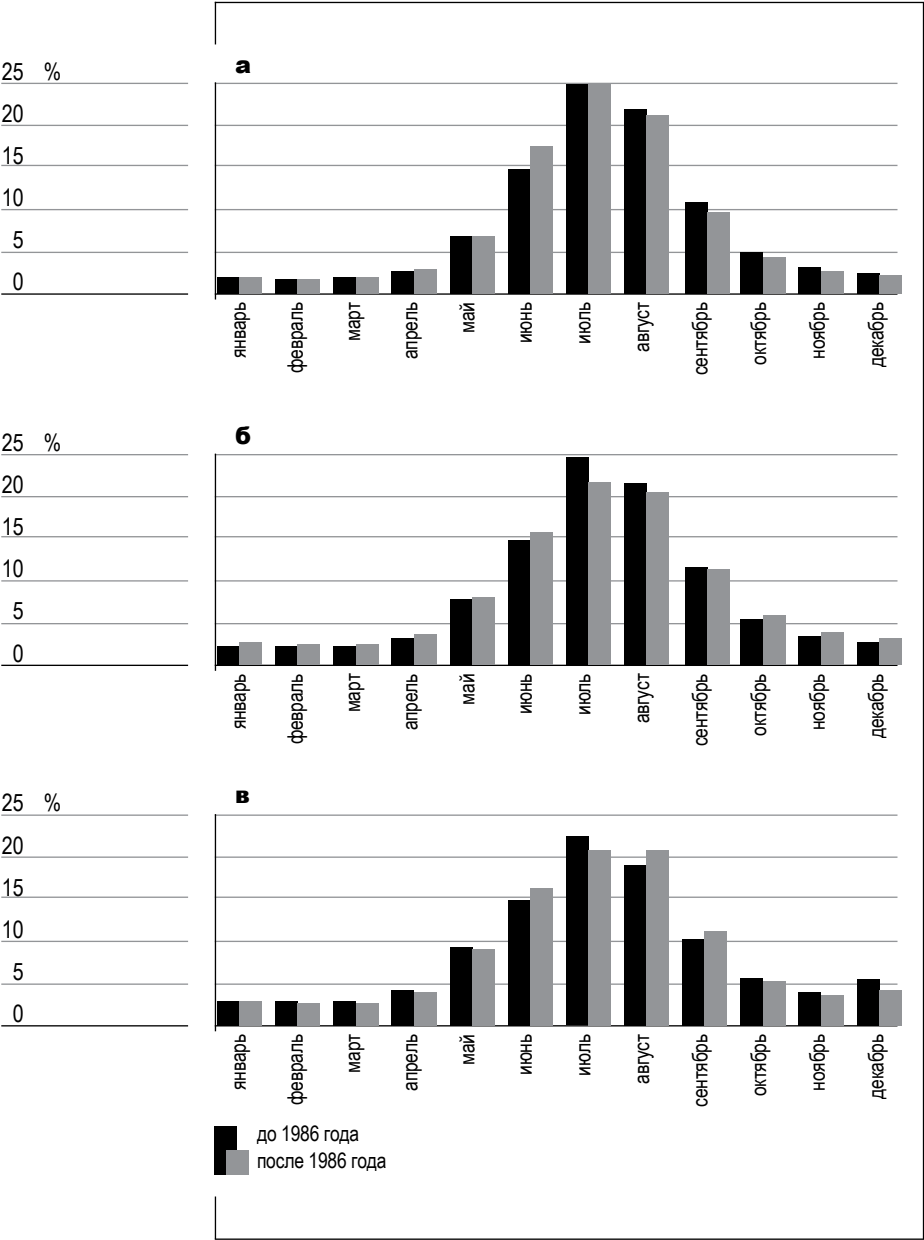
Для объяснения взаимосвязи между такими характеристиками годового стока как среднегодовая температура и годовая сумма осадков применялся метод регрессионного анализа. После проведения анализа адекватности регрессионной модели коэффициент годовой суммы осадков признается случайным и соответственно этот фактор необходимо исключить. Таким образом, в результате расчетов уравнения регрессии уже без учета годовой суммы осадков получились эмпирические уравнения следующего вида:

$$Q(T) = 1,54 \cdot T \quad (1) \text{ для р. Чегем,}$$

$$Q(T) = 4,03 \cdot T \quad (2) \text{ для р. Черек Балкарский,}$$

$$Q(T) = 2,10 \cdot T \quad (3) \text{ для р. Черек Безенгийский,}$$

где размерность коэффициентов: 1,54; 4,03; 2,10  $\left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \frac{1}{^\circ\text{C}}\right]$ .



**Рис. 5.** Внутригодовое распределение стока, осредненного по месяцам за период до 1986 г. и после 1986 г., для рек Чегем – с. Н. Чегем (а), Черек Балкарский – с. Бабугент (б) и Черек Безенгийский – с. Бабугент (в).

Fig. 5. Intra-annual distribution of runoff, averaged by months for the period before 1986 and after 1986, for the rivers Chegem – N. Chegem (a), Cherek Balkarskiy – Babugent (b) and Cherek Bezengiyskiy – Babugent (c).

Коэффициент множественной корреляции ( $R$ ) для р. Чегем равен 0,96, а коэффициент множественной детерминации ( $R^2$ ) равен 0,93; для р. Черек Балкарский  $R = 0,97$ ,  $R^2 = 0,95$ ; для р. Черек Безенгийский  $R = 0,96$ ,  $R^2 = 0,92$ . Таким образом, для р. Чегем, р. Черек Балкарский и р. Черек Безенгийский 93 %, 95 % и 92 % изменений показателя среднегодового расхода воды обусловлено изменением среднегодовой температуры воздуха при условии, что для исследованных бассейнов она всегда положительная. Для рассчитанного среднемесячного расхода р. Чегем, р. Черек Балкарский и р. Черек Безенгийский была выведена ошибка аппроксимации в процентах, и составила 18, 31 и 26 %, соответственно.

На изменение величины расходов воды исследованных рек влияет деградация ледников, связанная с климатическими изменениями. Ускоренное таяние ледников может быть объяснено устойчивым повышением летних температур и уменьшением зимних осадков, что приводит к изменению внутригодового распределения расходов, характеризуемых наибольшей чувствительностью к летним температурам и зимним осадкам [9–15].

Климатические изменения оказывают влияние как на изменения гидрологических характеристик, так и гидрохимический режим рек. В таблице 1 приведены данные изменения суммы ионов в зависимости от фазы водного режима и в разные периоды наблюдений. В литературе самые ранние данные по наблюдению ионного состава исследуемых рек представлены за 1960-е годы [16]. В работе был проведен сравнительный анализ изменения суммы ионов в 1958–1960 гг. с современными данными за 2015–2017 гг. [17–19], полученными сотрудниками испытательного лабораторного центра ФГБУ «Высокогорный геофизический институт».

Сравнительный анализ по изменениям суммы ионов в воде исследованных рек проводился за 1958–1960 гг. и 2015–2017 гг. В литературных источниках информация о значениях суммы ионов воды исследуемых рек за более ранний период представлена только за 1958–1960 гг. При сравнительном анализе полученных нами данных за 2015–2017 г. с минерализацией рек за 1958–1960 гг., было выявлено, что к настоящему времени сумма ионов в воде рек в межень уменьшилась в среднем почти 5 раз; в половодье – более чем в

Таблица 1. ИЗМЕНЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ СУММЫ ИОНОВ И РАСХОД ВОДЫ РЕК ЧЕГЕМ, ЧЕРЕК БАЛКАРСКИЙ И ЧЕРЕК БЕЗЕНГИЙСКИЙ В РАЗНЫЕ ПЕРИОДЫ  
Table 1. Changes in the values of the sum of ions and water flow of the Chegem, Cherek Balkarsky and Cherek Bezengiysky rivers in different periods

| Река               | Сумма ионов, мг/дм³ |         |         |         | Среднегодовое количество осадков, мм |               |
|--------------------|---------------------|---------|---------|---------|--------------------------------------|---------------|
|                    | паводок             |         | межень  |         | До 1986 г.                           | После 1986 г. |
|                    | 1960 г.             | 2017 г. | 1960 г. | 2017 г. |                                      |               |
| Чегем              | 114                 | 92      | 257     | 148     | 13,4                                 | 16,4          |
| Черек Балкарский   | 223                 | 61      | 754     | 123     | 26,2                                 | 28,2          |
| Черек Безенгийский | 192                 | 78      | 717     | 105     | 14,2                                 | 18,1          |

2 раза, при том, что среднегодовое количество осадков в исследованных реках увеличилось от 2 до 4 мм/год (табл. 1).

**Выводы**

Гидрологические изменения, которые происходят на исследуемой территории, согласуются с увеличением температуры воздуха, началом которого считается 1979 г. Происходит отступление ледников, и их ускоренное таяние вызывает увеличение стока воды в реках. На изменения среднегодовых расходов воды исследованной территории большее влияние оказывает изменение среднегодовых температур, нежели годовой суммы осадков. Во внутригодовом распределении стока произошли некоторые изменения: после 1986 г. для р. Черек Балкарский уменьшилась доля стока, приходящаяся на период паводка с июля по сентябрь, в период межени объем стока увеличился. Изменения на р. Чегем имеют несколько иной характер: в период паводка объем стока увеличился, в период падения паводка (сентябрь, октябрь) доля годового сто-

ка уменьшилась, практически не изменилась доля меженного стока. Для р. Черек Безенгийский доля стока приходящаяся на период спада половодья (август, сентябрь) увеличилась. Такие изменения в распределении стока обусловлены изменениями климата, началом которого считают 1979 г.

Климатические изменения оказывают влияние как на изменения гидрологических характеристик, так и гидрохимический режим рек. При сравнительном анализе полученных нами данных за 2015–2017 гг. с минерализацией рек за 1958–1960 гг., было выявлено, что к настоящему времени минерализация рек в межень уменьшилась в среднем почти 5 раз; в половодье – более чем в 2 раза.

### **Список литературы**

1. Кислов А. В. Прогноз климатической ресурсообеспеченности Восточно-Европейской равнины в условиях потепления XXI века. М: МАКС Пресс, 2008. 290 с.
2. Лурье П. М. Водные ресурсы и водный баланс Кавказа. СПб.: Гидрометеиздат, 2002. 506 с.
3. Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет). [Электронный ресурс]. URL: <http://climate2008.igse.ru> (дата обращения: 10.11.2024).
4. Виноградова О. В., Виноградова Н. Н. Реакция горных рек Кавказа на изменения климата // Вестник Московского университета. Серия 5. География. 2013. № 4. С. 44–48.
5. Калугин А. С. Влияние глобального потепления на 1,5 и 2°C на сток Дона и Кубани // Морские исследования и образование (MARESEDU)-2022. Труды XI Международной научно-практической конференции, Тверь, 2022. С. 84–87.
6. Панов В. Д., Базелюк А. А., Лурье П. М. Река Терек. Гидрография и режим стока. Ростов-на-Дону: Донской издательский дом, 2015. 608 с.
7. Христофоров А. В. Теория случайных процессов в гидрологии: Учебное пособие. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1994. 143 с.
8. Евстегнеев В. М., Магрицкий Д. В. Речной сток и гидрологические расчеты: Учебное пособие. 3-е изд. М.: Географический факультет МГУ, 2013. 108 с.
9. Шахгеданова М., Стоукс К. Р., Герни С. Д., Поповнин В. В. Взаимодействие баланса массы, атмосферной циркуля-

- ции и недавних изменений климата на леднике Джанку-  
ат // Геофизика. 2005. № 6. С. 110–125.
10. Рототаева О. В., Носенко Г. А., Керимов А. М., Куту-  
зов С. С., Лаврентьев И. И., Никитин С. А., Керимов А. А.,  
Тарасова Л. Н. Изменения баланса массы ледника Кара-  
баши, гора Эльбрус на рубеже 20 и 21 веков // Лед и снег.  
2019. Т. 59. № 1. С. 5–22.
  11. Tielidze LG, Jomelli V, Nosenko GA. Analysis of regional  
changes in the geodetic mass balance for all Caucasus  
glaciers over the past two decades. *Atmosphere*. 2022. Vol.  
13. No. 2. Article No. 256.
  12. Kireeva M., Frolova N., Rets E. et al. Evaluating climate and  
water regime transformation in the European Part of Russia  
using observation and reanalysis data for the 1945–2015  
period // *Int. J. River Basin Management*. 2019a. Vol. 18.  
No. 4. P. 1–12.
  13. Rets E. P., Durmanov I. N., Kireeva M. B. et al. Past “peak  
water” in the north Caucasus: deglaciation drives a reduction  
in glacial runoff impacting summer river runoff and peak  
discharges // *Climatic Change*. 2020.
  14. Rets E. P., Durmanov I. N., Kireeva M. B. Peak runoff in the  
North Caucasus: recent trends in magnitude, variation and  
timing // *Water Res*. 2019. Vol. 46. No. 1. P. 56–66.
  15. Rets E. P., Dzhamaalov R. G., Kireeva M. B. et al. Recent  
trends of river runoff in the North Caucasus // *Geogr. Environ.  
Sustainability*. 2018. Vol. 11. No. 3. P. 61–70.
  16. Куприянов В. В. Ресурсы поверхностных вод СССР. Т. 8,  
Северный Кавказ. Л.: Гидрометеоиздат, 1973. 448 с.
  17. Кучменова И. И., Фролова Н. Л., Газаев Х-М. М., Кондрать-  
ева Н. В., Атабиева Ф. А. Обобщение результатов много-  
летних исследований по изучению основных показателей  
солевого состава воды рек на территории Кабардино-Бал-  
карского высокогорного заповедника // *Вода: химия и эко-  
логия*. 2018. № 10-12 (117). С. 109–125.
  18. Газаев Х-М. М., Атабиева Ф. А., Кучменова И. И., Жинжа-  
кова Л. З. Пространственно-временная изменчивость гид-  
рохимических показателей ледниковой реки Черем // *Вод-  
ное хозяйство России*. 2015. № 4. С. 36–43.
  19. Газаев Х-М. М., Атабиева Ф. А., Кучменова И. И., Жин-  
жакова Л. З. Гидролого-гидрохимические характеристики  
ледниковой реки Черек Балкарский // *Водное хозяйство  
России*. 2016. № 5. С. 35–47.

## References

1. Kislov AV. Forecast of climatic resource availability of the East European Plain in the context of warming of the 21st century. Moscow: MAKSPress; 2008. 290 p.
2. Lurye PM. Water resources and water balance of the Caucasus. St. Petersburg: Gidrometeoizdat; 2002. 506 p.
3. Federal Service for Hydrometeorology and Environmental Monitoring (Roshydromet). Available from: <http://climate2008.igce.ru> [Accessed 10 November 2024].
4. Vinogradova OV, Vinogradova NN. Response of mountain rivers of the Caucasus to climate change. Lomonosov Geography Journal. 2013;(4):44-48.
5. Kalugin AS. The Impact of Global Warming by 1.5 and 2 °C on the Runoff of the Don and Kuban. In Marine Research and Education (MARESEDU)-2022. Proceedings of the XI International Scientific and Practical Conference. Tver; 2022; P. 84-87.
6. Panov VD, Bazelyuk AA, Lurye PM. The Terek River. Hydrography and Runoff Regime. Rostov-on-Don: Donskoy Publishing House; 2015. 608 p.
7. Khristoforov AV. Theory of Random Processes in Hydrology: A Tutorial. Moscow: Publishing House of Moscow University; 1994. 143 p.
8. Evstegneev VM, Magritsky DV. River Runoff and Hydrological Calculations: A Tutorial. 3rd ed. M.: Geographical faculty of Moscow State University; 2013. 108 p.
9. Shakhgedanova M, Stokes KR, Gurney SD, Popovnin VV. Interaction of mass balance, atmospheric circulation and recent climate changes on the Djankuat glacier. Geophysics. 2005;(6):110-125.
10. Rototaeva OV, Nosenko GA, Kerimov AM, Kutuzov SS, Lavrentiev II, Nikitin SA, Kerimov AA, Tarasova LN. Changes in the mass balance of the Karabashi glacier, Mount Elbrus, at the turn of the 20th and 21st centuries. Led i Sneg = Ice and Snow. 2019;59(1):5-22.
11. Tielidze LG, Jomelli V, Nosenko GA. Analysis of regional changes in the geodetic mass balance for all Caucasus glaciers over the past two decades. Atmosphere. 2022;13(2):256.
12. Kireeva M, Frolova N, Rets E et al. Evaluating climate and water regime transformation in the European Part of Russia using observation and reanalysis data for the 1945–2015 period. Int. J. River Basin Management. 2019;18(4):1–12.

13. Rets EP, Durmanov IN, Kireeva MB et al. Past “peak water” in the north Caucasus: deglaciation drives a reduction in glacial runoff impacting summer river runoff and peak discharges. *Climatic Change*. 2020.
14. Rets EP, Durmanov IN, Kireeva MB. Peak runoff in the North Caucasus: recent trends in magnitude, variation and timing. *Water Res.* 2019;46(1):56-66.
15. Rets EP, Dzhamalov RG, Kireeva MB et al. Recent trends of river runoff in the North Caucasus. *Geogr. Environ. Sustainability*. 2018;11(3):61-70.
16. Kupriyanov VV. Surface water resources of the USSR. Volume 8, North Caucasus. Leningrad: Gidrometeoizdat; 1973. 448 p.
17. Kuchmenova II, Frolova NL, Gazaev Kh-MM, Kondratieva NV, Atabieva FA. Generalization of the results of long-term studies on the study of the main indicators of the salt composition of river water in the territory of the Kabardino-Balkarian High-Mountain Reserve. *Voda: khimiya i ekologiya = Water: chemistry and ecology*. 2018;10-12(117):109-125.
18. Gazaev Kh-MM, Atabieva FA, Kuchmenova II, Zhinzhakova LZ. Spatio-temporal variability of hydrochemical indicators of the glacial Chegem River. *Water Sector of Russia*. 2015;(4):36-43.
19. Gazaev Kh-MM, Atabieva FA, Kuchmenova II, Zhinzhakova LZ. Hydrological and hydrochemical characteristics of the glacial river Cherek Balkarskiy. *Water Sector of Russia*. 2016;(5):35-47.

### **Информация об авторе**

**Ирина Ибрагимовна Кучменова** – младший научный сотрудник лаборатории гляциологии отдела стихийных явлений Высokoгорного геофизического института.

### **Information about the author**

**Irina I. Kuchmenova** – Junior Researcher, Glaciology Laboratory, Department of Natural Phenomena, High-Mountain Geophysical Institute.



Научная статья

УДК 511.435.627:551 (470.63) + 551.3 (470.65)

<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.4>

## ОПОЛЗНЕВЫЕ И ОБВАЛЬНО-ОСЫПНЫЕ ПРОЦЕССЫ НА ДОРОГАХ ПРИГОРОДНОГО РАЙОНА И ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ВЛАДИКАВКАЗ» (Республика Северная Осетия – Алания)

Виктор Владимирович Разумов<sup>1\*</sup>,  
Наталья Дмитриевна Богданова<sup>2</sup>,  
Наталья Викторовна Разумова<sup>3</sup>,  
Наталья Владимировна Кондратьева<sup>4</sup>,  
Виктор Александрович Шальнев<sup>5</sup>

<sup>1,4</sup> Высокогорный геофизический институт Росгидромета (пр. Ленина, д. 2, г. Нальчик, 360030, Российская Федерация)

<sup>2</sup> Институт геотехники и инженерных изысканий в строительстве (д. 3, стр. 1, пер. Крапивинский, г. Москва, 127051, Российская Федерация)

<sup>3</sup> Российские космические системы Роскосмоса (д. 53, ул. Авиамоторная, г. Москва, 111250, Российская Федерация)

<sup>5</sup> Северо-Кавказский федеральный университет (д. 1, ул. Пушкина, Ставрополь, 355017, Российская Федерация)

<sup>1</sup> razumov\_vv@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-8099-6976>

<sup>2</sup> bogdanova@igiis.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3983-0373>

<sup>3</sup> razumova-nv@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3266-7494>

<sup>4</sup> kondratyeva\_nat@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7313-4489>

<sup>5</sup> phisgeo@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0005-3210-0262>

\* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Объектом исследования является оползневая и обвально-осыпная деятельность на автомобильных дорогах Пригородного административного района и городского округа «Владикавказ» Республики Северная Осетия – Алания. В работе представлены результаты систематизации и анализа различных источников, содержащих информацию об условиях и причинах развития оползневых и обвально-осыпных процессов, а также активности и опасности их проявления на дорогах этих муниципальных образований за 2002–2023 гг. Активность изучаемых процессов в основном обусловлена техногенным воздействием и влиянием природных быстроизменяющихся факторов (талые воды, атмосферные осадки, температура воздуха). Определены оползневые массивы и активные обвально-осыпные участки, угрожающие автомобильным дорогам в изученных муниципальных образованиях. За исследованный период времени на этих дорогах произошло около 10 значимых (с материальным ущербом) оползневых и более 40 обвально-осыпных активизаций. Максимальное число случаев проявлений приурочено к весенне-летнему периоду. Приведены сведения о масштабах произошедших оползневых и обвально-осыпных деформаций и разрушений

дорожного полотна, выявлены участки дорог, где проявления изучаемых процессов периодически наблюдались в разные годы. Активность оползневых подвижек за исследуемый период времени была незначительна, их объемы, в основном, не превышали 20,0 тыс. м<sup>3</sup>. Площадь осыпных отложений варьировала в пределах от 3,0 до 60,0 тыс. м<sup>2</sup>, а объем обвалов составлял в большинстве случаев 250–500 м<sup>3</sup>. Крупные накопления осыпного материала наблюдались на дорогах в долине р. Гизельдон, а обвалы, в основном, происходили на Военно-Грузинской дороге (участок «Балта – Верхний Ларс»). Максимальная протяженность участков автомобильных дорог республики, испытывавших воздействие обвально-осыпных процессов отмечалась в 2017 г., а оползневых – в 2022 г. Анализ социально-экономических последствий произошедших активизаций изучаемых процессов на дорогах Пригородного района и городского округа «Владикавказ» позволяет сделать вывод о низкой степени оползневой угрозы для дорожной инфраструктуры этих муниципальных образований и довольно значительной – от обвально-осыпной деятельности.

Ключевые слова: оползневые и обвально-осыпные процессы, оползни, обвалы и осыпи, активизация, проявления, автомобильные дороги

Для цитирования: Разумов В. В., Богданова Н. Д., Разумова Н. В., Кондратьева Н. В., Шальнев В. А. Оползневые и обвально-осыпные процессы на дорогах Пригородного района и городского округа «Владикавказ» (Республика Северная Осетия – Алания) // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 61–84. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.4>

Конфликт интересов: доктор географических наук, профессор Разумов Виктор Владимирович и доктор географических наук, профессор Шальнев Виктор Александрович являются членами редакционной коллегии журнала «Наука. Инновации. Технологии». Авторам неизвестно о каком-либо другом потенциальном конфликте интересов, связанном с этой рукописью.

Статья поступила в редакцию 24.09.2024;  
одобрена после рецензирования 15.11.2024;  
принята к публикации 10.12.2024.

1.6.21. Geoeology  
Research article

**Landslide and landslide-talus processes  
on the roads of the Prigorodny district and the  
urban district of Vladikavkaz  
(the Republic of North Ossetia – Alania)**

**Viktor V. Razumov<sup>1\*</sup>,  
Natalia D. Bogdanova<sup>2</sup>,  
Natalia V. Razumova<sup>3</sup>,  
Nataliya V. Kondratyeva<sup>4</sup>,  
Victor A. Shalnev<sup>5</sup>**

<sup>1,4</sup> High-Mountain Geophysical Institute of Roshydromet (2, Lenin Ave., Na-  
Ichik, 360030, Russian Federation)  
<sup>2</sup> Institute of Geotechnics and Engineering Surveys in Construction (3,  
Bldg. 1, Krapivenskiy Lane, Moscow, 127051, Russian Federation)

- <sup>3</sup> Russian Space Systems of Roscosmos (53, Aviamotornaya St., Moscow, 111250, Russian Federation)
- <sup>5</sup> North-Caucasus Federal University (1, Pushkin St., Stavropol, 355017, Russian Federation)
- <sup>1</sup> razumov\_vv@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-8099-6976>
- <sup>2</sup> bogdanova@igiis.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3983-0373>
- <sup>3</sup> razumova-nv@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3266-7494>
- <sup>4</sup> kondratyeva\_nat@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7313-4489>
- <sup>5</sup> phisgeo@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0005-3210-0262>
- \* Corresponding author

**Abstract.**

The object of the study is landslide, rockfall and talus activity on the highways of the Prigorodny administrative district and the urban district of Vladikavkaz in the Republic of North Ossetia – Alania. The paper classifies and analyzes various sources containing information on the conditions and causes of the development of landslide and talus processes, as well as the activity and danger of their manifestation on the roads of these municipalities over 2002–2023. The activity of the studied processes is mainly due to man-made effects and the influence of natural rapidly changing factors (meltwater, precipitation and air temperature). Landslides and active rockfall and talus areas threatening highways in the studied municipalities have been identified. Over the studied period, about 10 significant landslides (with material damage) and more than 40 rockfall and talus occasions took place on these roads. The maximum number of cases is confined to the spring and summer period. The study provides information on the scale of landslide, rockfall and talus deformations and destructions of the roadbed that have occurred. The areas where manifestations of the studied processes were periodically observed in different years are specified. The activity of landslide movements over the studied period was insignificant, its volume, in general, did not exceed 20.0 thousand m<sup>3</sup>. The area of talus deposits varied from 3.0 to 60.0 thousand m<sup>2</sup>, and the volume of rockfall was in most cases 250–500 m<sup>3</sup>. Large accumulations of loose material were observed on roads in the valley of the Gizeldon River, and rockfall mainly occurred on the Georgian Military Road (the Balta – Upper Lars section). The maximum length of sections of republic highways affected exposed to rockfall and talus processes was noted in 2017, and to landslides – in 2022. The analysis of socio-economic consequences of the intensification of the studied processes on the roads of the Prigorodny district and the urban district of Vladikavkaz allows the authors to conclude that the landslide threat to the road infrastructure of these municipalities is low and the rockfall and talus threat is rather significant.

**Keywords:** landslide processes, rockfall and talus processes, landslides, rockfall and taluses, activation, manifestations, highways

**For citation:** Razumov VV, Bogdanova ND, Razumova NV, Kondratyeva NV, Shalnev VA. Landslide and landslide-talus processes on the roads of the Prigorodny district and the urban district of Vladikavkaz (the Republic of North Ossetia-Alania). Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):61-84 (in Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.4>

**Conflict of interest:** Viktor V. Razumov, Dr. Sci. (Geogr.), Professor, and Victor A. Shalnev, Dr. Sci. (Geogr.), Professor, are members of Editorial Board of journal "Science. Innovations. Technologies". The authors are not aware of any other potential conflict of interest relating to this manuscript.

The article was submitted 24.09.2024;  
approved after reviewing 15.11.2024;  
accepted for publication 10.12.2024.

### **Введение**

Пригородный административный район расположен в юго-восточной части Республики Северная Осетия – Алания (РСО – Алания). На западе район граничит с Алагирским и Ардонским районами, на севере – с Правобережным районом, на востоке – с Республикой Ингушетия, на юге – с Грузией. Он с трех сторон полукольцом окружает городской округ «Владикавказ», который делит территорию района на западную и восточную части. В состав района входит 31 населенный пункт. Административным центром района является село (с.) Октябрьское, расположенное по обоим берегам реки (р.) Камбилеевка, на высоте 645 м над уровнем моря (н.у.м). Территория района делится на равнинную и горную части. Большая часть населенных пунктов расположена на равнине.

Основу гидрологической сети Пригородного района составляют реки бассейна Терека: Гизельдон, Камбилеевка, Сунжа. Река Гизельдон (в верховьях называется Штридон и Мидаграбиндон), протекающая в западной части Пригородного района является правым притоком р. Ардон. Впадает в нее в 0,2 км от впадения р. Ардон в р. Терек, поэтому часто упоминается как левый приток р. Терек. По пути принимает множество мелких и два крупных правых притока – Цатадон и Геналдон, на южной окраине селения Гизель река выходит на Северо-Осетинскую наклонную равнину [1]. Склоны долин р. Гизельдон и ее притоков сложены глинистыми сланцами, песчаниками, кварцитами и другими горными породами. Иногда они прикрыты довольно мощными слоями делювиальных отложений [2, 3]. Реки Камбилеевка и Сунжа (правые притоки р. Терек) протекают в восточной части Пригородного района.

Протяженность автомобильных дорог общего пользования в районе, согласно данным «Паспорта муниципального образования «Пригородный район» Республики Северная Осетия-Алания», на 01.01.2023 г. составляла 683,256 км, в том числе с твердым покрытием – 595,2 км, из них 154,76 км дорог с асфальтобетонным покрытием. Протяженность грунтовых дорог составляла 88,056 км. В целом, автомобильная сеть района, представленная дорогами всех форм собственности (федеральной, региональной и муниципальной), удовлетворяет потребности в связях между населенными пунктами и объектами народного хозяйства [3].



**Рис. 1.** Карто-схема Пригородного района и городского округа «Владикавказ» Республики Северная Осетия – Алания.

Fig. 1. Cartographic diagram of the Prigorodny area and the urban district of Vladikavkaz in the Republic of North Ossetia – Alania

Источник: [http://karta\\_prigorodnogo\\_raiona.jpg](http://karta_prigorodnogo_raiona.jpg).

Source: [http://karta\\_prigorodnogo\\_raiona.jpg](http://karta_prigorodnogo_raiona.jpg).

Городской округ «Владикавказ» (долина р. Терек) территориально расположен внутри Пригородного района. В состав городского округа входят, кроме самого г. Владикавказ, села Балта, Верхний и Нижний Ларс, Чми, Эми, поселки Заводской и Редант. Река Терек, берущая свое начало за пределами республики и являющаяся ее главной рекой, делит городской округ «Владикавказ» на две части. По территории округа проходит Военно-Грузинская дорога (ВГД), общая протяженность которой составляет 208 км, из которых 33 км – это участок от Владикавказа до Российской границы, а остальные 175 км проходят по территории Грузии. Дорога проходит по долине р. Терек к селу Верхний Ларс (на входе в Дарьяльское ущелье), где находится контрольно-пропускной пункт Российской Федерации. Военно-Грузинская дорога (А161 «Владикавказ – Нижний Ларс – граница с Грузией») является единственной наземной автотрассой, соединяющей Россию не только с Грузией, но и с Арменией и Турцией. В долине р. Терек также расположены подъездные и обслуживающие дороги газопровода «Ставрополь – Тбилиси», гидротехнических сооружений Эминской гидроэлектростанции (ГЭС), многостороннего автомобильного пункта пропуска «Верхний Ларс» и др.

Автомобильные дороги Пригородного административного района и городского округа «Владикавказ» подвержены оползневым и обвально-осыпным процессам.

Под оползнями, согласно СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003», понимается смещение горных пород со склонов, бортов карьеров, строительных выемок под действием веса грунта и объемных и поверхностных сил (особенно при насыщении рыхлого материала водой). Обвально-осыпной процесс – это отрыв масс горных пород склонов, бортов и их падение вниз под влиянием силы тяжести с опрокидыванием и перекачиванием без воздействия воды. Обвалы образуются на склонах крутизной более  $45^\circ$ , а осыпи – на склонах, крутизна которых в основном превышает  $30^\circ$  [4–7]. Обвально-осыпные процессы происходят под действием сил тяжести в результате ослабления связности горных пород под воз-

действием процессов выветривания, размыва, растворения. Причины возникновения, классификация и опасность изучаемых процессов подробно описаны в научной литературе [5, 6 и др.].

**Цель исследования** – оценить степень активности и опасности проявления оползневых и обвально-осыпных процессов на автомобильных дорогах Пригородного района и городского округа «Владикавказ» Республики Северная Осетия – Алания за 2002–2023 гг.

Основные задачи исследования:

- характеристика основных условий и причин активизации оползневых и обвально-осыпных процессов на автодорогах изучаемых муниципальных образований за 2002–2023 гг.;
- оценка активности и опасности проявления изучаемых процессов на этих автодорогах.

### **Материалы и методы исследований**

Ключевым методом, применяемым в данной работе, стал анализ различных материалов, содержащих информацию об активности и опасности проявления оползневых и обвально-осыпных процессов на автомобильных дорогах Пригородного района и городского округа «Владикавказ» РСО – Алания в XXI веке. В качестве основных использовались литературные источники [1, 3, 8–12] и опубликованные данные Центра государственного мониторинга состояния недр (ГМСН) ФГБУ «Гидроспецгеология» [13–18]. В исследовании дополнительно были использованы следующие отчетные материалы (далее – Отчеты):

- отчет по «Ведению государственного мониторинга состояния недр территории Республики Северная Осетия – Алания» в 2005-2007 гг.». Книга 1 (Севосетингеоэкомониторинг, Владикавказ, 2007);
- отчет по объекту 60-4 «Ведение государственного мониторинга состояния недр территории Южного федерального округа в 2005–2007 гг.». Книга 1 (Гидроспецгеология. Ессентуки, 2007);
- отчет о результатах работ по объекту 6-06/07 «Веде-

- ние государственного мониторинга состояния недр территории Южного федерального округа в 2008–2010 гг.». Книга 2 (Гидроспецгеология, Ессентуки, 2011);
- геологический отчет по объекту «Государственный мониторинг состояния недр территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов в 2011–2013 гг.». Книга 2 (ЮРЦ ГМСН ФГБУ «Гидроспецгеология», Ессентуки, 2013);
- геологический отчет о результатах выполненных работ по объекту «Государственный мониторинг состояния недр территории Северо-Кавказского ФО в 2014–2015 гг.». Книга 1 (Гидроспецгеология, Ессентуки, 2015).

Собранный материал был обобщен и систематизирован с единых методических позиций, что позволило достаточно достоверно оценить активность и опасность оползневой и обвально-осыпной деятельности на дорогах Пригородного района и городского округа «Владикавказ» РСО – Алания. Для указания местоположения, произошедших на дорогах оползневых и обвально-осыпных проявлений, использовались значения километрового знака (пикета), обозначающего (согласно ГОСТ 32869-2014) номерованную точку разметки расстояния на дороге (отрезок дороги между смежными пикетными знаками равен 100 м).

Необходимо отметить, что ведение государственного мониторинга состояния недр на территории РСО – Алания за 2002–2023 гг. осуществлял Территориальный центр государственного мониторинга геологической среды (ТЦ ГМГС) РСО – Алания в составе: ГУП РСО – А РЦ «Севосгеомониторинг» (до 2007 г.), ГУП РСО – А «Севосетингеозкомониторинг» (до 2012 г.) и АО «Севосетингеозкомониторинг» (с 2012 г.).

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Активность оползневых процессов на территории изучаемых муниципальных образований, в сравнении с Алагирским, Ирафским и Моздокским районами республики [19–21], незна-

чительна. Так, в бассейне р. Гизельдон зафиксировано четыре активных и пять стабильных оползней, в бассейне р. Терек (на участке от с. Балта до границы с Республикой Грузия) насчитывается девять оползней, а в бассейне р. Камбилеевка отмечено семь стабильных и пять изредка активизирующихся оползней [12]. Данные по активизации большинства зафиксированных оползней отсутствуют.

Наиболее крупные оползневые массивы (Ламардонские, Фардонский, Нижне-Саргомский, Лысогорский и др.) расположены в бассейнах рек Гизельдон, Геналдон и Терек. Два крупных Ламардонских оползня (объемом до 5 млн м<sup>3</sup>), сформировавшихся в 2002 г. выше с. Ламардон, угрожают подъездным дорогам и проезжим частям улиц села. Активизация Фардонского оползня (площадь – около 0,2 км<sup>2</sup>), расположенного под а/д «Чми – Кармадон», может привести к ее разрушению. Базисом оползневого процесса здесь является участок выполаживания склона (высота – 1530 м н.у.м). Процесс развивается в старых обводненных оползневых отложениях, представленных глинисто-щебнистыми грунтами с обломками песчано-глинистых и карбонатных пород. Нижне-Саргомский оползневой массив является типичным блоковым оползнем скольжения в коренных глинистых отложениях средней юры. В случае его активизации под угрозой поражения может оказаться участок а/д «Чми – Кармадон» [8, 9]. Лысогорский оползень (площадь – 25–30 тыс. м<sup>2</sup>, объем – 25–30 тыс. м<sup>3</sup>, мощность – 10–12 м, протяженность до 1 км), расположенный на склоне горы Лысая (к юго-западу от г. Владикавказ) угрожает автодороге, соединяющей зону отдыха с городом. Он образовался в 2006 г., в результате предельного водонасыщения грунтов при снеготаянии. Техногенное обводнение оползневого склона (утечки из системы водоснабжения, канализационный сток) также явилось одной из причин образования оползня. Оползневые грунты представлены рыхлыми глинистыми отложениями, плоскостью скольжения является кровля коренных глин миоцена, являющихся хорошим водоупором.

Активные обвально-осыпные участки на территории Пригородного района наиболее распространены на дорогах бассейна р. Гизельдон – от головных сооружений Архонского водозабора до верховьев р. Гизельдон (район Мидаграбинских водопадов), а также в междуречье рек Гизельдон и Фиэгдон, в районе перевала «Ба-

тайраг» на а/д «Кобан – Гусыра», где практически ежегодно наблюдается постоянный камнепад на дорогу на участке протяженностью 700 м. Объем обвалов составляет от 200 м<sup>3</sup> до 5,0 тыс. м<sup>3</sup>, а площадь активных осыпей – от 0,003 до 0,038 км<sup>2</sup>. Значительная активизация обвально-осыпных процессов происходит и на а/д «Кобан – Даргавс», в районе серпантинов на подъеме к турбазе «Кахтисар». Крутизна верховых откосов на этом участке превышает угол предельной устойчивости скальных грунтов (известняки верхнеюрского возраста), в которые врезана дорожная полка. В верховом откосе этой дороги, из-за его большой высоты, крутизны и неустойчивых грунтов, происходят достаточно большие осыпи и обрушения обломочного материала, представляющие опасность для движения по дороге. Значительная активизация обвально-осыпных процессов здесь начала происходить после 2014 г. (рис. 2), с начала строительства (реконструкции) а/д «Кобан – Даргавс» (пикеты 7,5–9,6 км).

На территории городского округа «Владикавказ» (долина р. Терек) обвально-осыпные участки зафиксированы на Военно-Грузинской дороге и на а/д «Чми – Кармадон». Так, на ВГД отмечено пять крупных обвально-осыпных участков. Основные их активизации, в основном, зафиксированы на участке дороги «Балта – Верхний Ларс». По данным [22], на ВГД неоднократные обвалы наблюдались в 1982–1984 гг. ниже с. Нижний Ларс по левому и правому бортам р. Терек. Объемы обрушившихся пород достигали 400 м<sup>3</sup>. В 1986–1991 гг. обвально-осыпные процессы фиксировались на левобережье р. Терек, в верховьях его притока (р. Тагаурка) и в районе с. Верхний Ларс.

Реальная **оползневая угроза** на территории изучаемых муниципальных образований существует как для межпоселковых, так и для внутрисельских дорог (села Ламардон, Горная (Старая) Саниба, Тменикау, Чми). В 2002 г., выше с. Ламардон (долина р. Гизельдон) зафиксирована слабая активизация на отдельных участках двух вновь сформировавшихся крупных Ламардонских оползней, а весной 2003 г. в оползневой процесс были вовлечены уже не отдельные участки, а весь склон от подножья Скалистого хребта до поймы реки, включая выступ, на котором расположено с. Ламардон. В результате резко усилилась оползневая деформация проезжих частей улиц села. Также весной 2003 г., в высокогорной час-

ти долины р. Кауридон (правого притока р. Генаддон), в результате замачивания глинистых отложений в основании склона и подпора грунтовых вод началась активизация различных по размеру оползневых форм в с. Горная (Старая) Саниба (по берегам подпрудного озера) [23]. Сошедший с левого борта р. Кауридон оползневой блок (объем – около 20 тыс. м<sup>3</sup>) разрушил местную автодорогу. В 2005 г. произошла повторная активизация Ламардонских оползней, которая привела к деформации подъездных дорог к с. Ламардон. После 2005 г. оползневые процессы в этих населенных пунктах стабилизировались.

В 2005–2007 гг. фиксировались небольшие оползневые подвижки на левобережье р. Терек (в районе устья бокового прито-



**Рис. 2.**

**Обвальнo-осыпные процессы на строящейся а/д «Кобан – Даргавс», Пригородный район, 2014 г.**

Fig. 2. Rockfall and talus processes at the Koban – Dargavs railway station under construction, Prigorodny district, 2014.

Источник:

Source:

фото АО «Севосетингеоэкомониторинг».

photo by Sevosetingeoecomonitoring JSC.

ка р. Суаргомдон) и на правом берегу (ниже с. Нижний Ларс) [22]. В 2006 г., в результате активизации Нижне-Саргомского оползня (на южной окраине с. Чми), под угрозой поражения оказался участок а/д «Чми – Кармадон». Активизация оползня выразилась в появлении серии трещинных деформаций в головной части оползневого блока последней генерации и в нижней части основного тела древнего оползневого массива. В результате образования весной 2006 г. Лысогорского оползня создалась реальная угроза автодороге, соединяющей зону отдыха с основной трассой. Расстояние от головной стенки отрыва оползня до этой дороги составляло всего 5–10 м. В последующие годы значимых оползневых активизаций на теле оползня не было зафиксировано.

Весной 2007 г. активизировались оползневые процессы на а/д «Даргавс – Кармадон». Произошла деформация дорожного полотна в 2 км к западу от перевала. В марте-мае 2014 г. наблюдалась оползневые подвижки на двух участках а/д «Гизель – Кармадон» (в 350 м и 500 м выше Кармадонских ворот), в результате было деформировано по 30 м дороги (без твердого покрытия). В этом же году существовала угроза деформации а/д «Чми – Горная Саниба» при активизации головного блока Фардонского оползня, расположенного под дорогой. Угроза разрушения этой автодороги осталась и в апреле 2019 г., когда опять произошла активизация (площадь – 14 тыс. м<sup>2</sup>, мощность – до 15 м, объем – около 180 тыс. м<sup>3</sup>) верхнего (северного) блока оползня. В его верхней части наблюдалась очень высокая обводненность (родники, заболоченность).

В весенний период 2020 г. (при снеготаянии) активизировался оползень (площадь активизации – около 5 тыс. м<sup>2</sup>, мощность – до 10 м), расположенный на правом берегу р. Суаргом, на высоте около 1500 м н.у.м. Головная часть оползня захватила внешний край дорожной полки (20 м) а/д «Чми – Горная Саниба» (пикет 5,2 км). Тело оползня было разбито на блоки свежими трещинами с вертикальным смещением до 0,3 м, высота головной стенки – до 2 м. Процесс развивался в современных оползневых отложениях, представленных щебнисто-глинистыми грунтами с обломками осадочных пород. В августе 2022 г., после техногенной подрезки крутого неустойчивого склона и интенсивных дождей, в 1 км к юго-западу от с.

Кобан активизировался оползень, базисом развития которого является р. Гизельдон (высота – 1050 м н.у.м). В результате активизации сформировался крупный оползневой блок (площадь – 2,5 тыс. м<sup>2</sup>, мощность – до 5 м) со ступенями. Оползневыми смещениями было разрушено 150 м грунтовой дороги. Проявлением были захвачены современные пролювиально-коллювиальные отложения, сложенные щебнисто-глинистыми грунтами с обломками карбонатных пород. В 2023 г. значимая оползневая активность на дорогах изучаемых муниципальных образований не была отмечена.

**Обвальное-осыпная активность** на автомобильных дорогах Пригородного района и городского округа «Владикавказ» довольно значима. В Пригородном районе наблюдается периодическая активизация обвальное-осыпных процессов на автомобильных дорогах «Кобан – Гусыра», «Кобан – Даргавс» и дороге, ведущей на Гизельдонскую ГЭС. Так, в 2006 г. в районе перевала «Батайраг» обвальными массами было деформировано 150 м а/д «Кобан – Гусыра». В апреле этого же года, после снеготаяния и затяжных дождей, в районе Гизельдонской ГЭС (в левом борту р. Гизельдон) произошел крупноглыбовый обвал (размеры отдельных глыб достигали в поперечнике 4–5 м), в который были вовлечены трещиноватые известняки в верховом откосе дороги ведущей на гидростанцию. В результате, на сутки была перекрыта дорога на ГЭС. В 2007 г., после снеготаяния и затяжных дождей, опять произошел такой же крупноглыбовый обвал трещиноватых известняков в верховом откосе дороги, ведущей на Гизельдонскую ГЭС (в левом борту р. Гизельдон). Воздействию обвальное-осыпных процессов подверглось 18 участков дороги, в результате чего было повреждено 150 м дорожного полотна. В районе перевала «Батайраг» в течение года наблюдался периодический камнепад на а/д «Кобан – Гусыра», протяженностью 700 м.

С 2008 по 2013 г. значимых обвальное-осыпных процессов на дорогах в долине р. Гизельдон не фиксировалось. С 2014 г. значительно активизировались осыпные процессы (осовы и обрушения обломочного материала) на а/д «Кобан – Даргавс», при строительстве участка дороги «Кобан – турбаза «Кахтисар», которая прокладывалась по телу древнего обвала. В марте-мае произошло обру-

шение 60 м дорожной полки (первый серпантин дороги на турбазу «Кахтисар»). Весной 2016 г. на дороге отмечались мелкие обваль-но-осыпные проявления, не причинившие ущерб. Летом этого же года, в верховом откосе автодороги (в районе серпантинов на подъеме к турбазе «Кахтисар») была зафиксирована осыпь (площадь – 6,0 тыс. м<sup>2</sup>), существовала угроза перекрытия дороги. В 2017 г. осыпными массами было частично перекрыто 300 м полотна дороги к турбазе «Кахтисар». Значительная активизация обваль-но-осыпных процессов на автодороге зафиксирована в марте-апреле 2018 г. Она проявилась в виде сильных камнепадов, скопления обломочного материала (площадь – 10,0 тыс. м<sup>2</sup>, мощность – до 3 м) на дорожной полке, образовании рытвин и промоин в низовом откосе дороги (в районе серпантинов на подъеме к турбазе «Кахтисар»). В процесс были вовлечены трещиноватые терригенные и карбонатные породы верхней юры. Базисом осыпания явилась пойма р. Гизельдон (высота – 1200 м н.у.м), промежуточным базисом – дорожная полка. При камнепадах поражалось около 100 м дороги, которая периодически нуждалась в расчистке. В апреле 2020 г. после резкого потепления на автодороге было зафиксировано два активных осыпных участка. На первом участке, расположенном на нижних серпантинах автодороги (ниже турбазы «Кахтисар»), осыпью (площадь – 60,0 тыс. м<sup>2</sup>, мощность до 3 м) периодически перекрывалось до 150 м дорожного полотна. Базисом осыпания явилась пойма р. Гизельдон (высота – 1200 м н.у.м), промежуточным базисом – дорожная полка. По мере необходимости на автодороге проводилась расчистка осыпных масс. На втором участке, расположенном на правом берегу р. Гизельдон, напротив здания Гизельдонской ГЭС (в 1,5 км к юго-западу от с. Кобань), площадь активизации составила 3,0 тыс. м<sup>2</sup>, объем – до 1 тыс. м<sup>3</sup>. В результате, 150 м дороги (высота – 1080 м н.у.м) было перекрыто обломочным материалом (рис. 3). Основным фактором активизации явилась подрезка рыхло-обломочного склона (представленного щебнисто-глинистыми грунтами с обломками карбонатных пород верхней юры) дорожной выемкой, усиленная обводнением грунтов при снеготаянии и интенсивными осадками в начале весны.

В 2021 г. активизация техногенных осыпей на этих двух участках а/д «Кобан – Даргавс» продолжилась. На нижних двух серпан-

тинах дороги к турбазе «Кахтисар» с верхового откоса происходили периодические камнепады. На третьем серпантине наблюдалось осыпание среднеобломочного каменного материала (площадь – 3,6 тыс. м<sup>2</sup>) с верхового откоса, на краях дорожной полки отмечалось скопление обломков разной величины, дорога была сужена до 5 м. При активизации было перекрыто 100 м дороги. Активная осыпь была отмечена и в верховом откосе автодороги в 1,5 км к юго-западу от с. Кобан (напротив Гизельдонской ГЭС). Здесь наблюдалось накопление осыпного материала (площадь – 3,0 тыс. м<sup>2</sup>, объем – до 500 м<sup>3</sup>) с нагорной стороны дорожной полки и вылет отдельных камней на дорогу. В результате активизации было перекрыто



**Рис. 3.**

**Осыпание камней на а/д «Кобан – Даргавс», напротив здания Гизельдонской ГЭС (в 1,5 км к юго-западу от с. Кобань), 2020 г.**

Фото АО «Севосетингеоэкомониторинг».

Fig. 3. Falling rocks on the Koban – Dargavs highway, opposite the Gizeldon HPP building (1.5 km southwest of Koban village), 2020.

Photo by Sevosetingeoeocomonitoring JSC.

Источник:

фото АО «Севосетингеоэкомониторинг».

Source:

photo by Sevosetingeoeocomonitoring JSC.

150 м дороги. Летом 2022 г., в 2,5 км к югу от с. Кобан отмечалось осыпание обломочного материала (площадь – 3,0 тыс. м<sup>2</sup>) с верхового откоса автодороги на участке «Кобан – Кахтисар», отмечены свежие осыпные конусы. Проявлением были затронуты породы карбонатного комплекса верхней юры, представленного известняками, доломитами и песчаниками сильно раздробленными и трещиноватыми. Около 100 м дороги было перекрыто крупнообломочным материалом. Противообвальных сооружений на этом участке нет, проводится периодическая расчистка полки дорожной техникой.

В августе 2023 г., в 2,5 км к югу от с. Кобан, на нижних серпантинах а/д «Гизель – Даргавс» (пикет 21,5 км) наблюдалось осыпание среднеобломочного каменного материала (площадь – 4,5 тыс. м<sup>2</sup>) с верхового откоса, в результате чего около 150 м дороги оказалось перекрыто.

В городском округе «Владикавказ» значительная активизация обвального-осыпных процессов наблюдалась на Военно-Грузинской дороге, от с. Балта до границы с Грузией. Так, весной 2005 г., ниже устья р. Суаргом, периодически наблюдался камнепад на дорогу (пикеты 158–159 км). В июне, на правом берегу р. Терек, на этой же дороге (пикет 180 км) был зафиксирован обвал объемом 400 м<sup>3</sup>. В августе произошло временное перекрытие обвальными массами (объем – 250 м<sup>3</sup>) 20 м ВГД (пикет 194,2 км). В 2006 г. обвалы в основном были отмечены в верховых откосах дороги при пересечении скальных массивов. Наиболее крупные из них (200–500 м<sup>3</sup>) наблюдались в мае. Одним из обвалов (объем – 250 м<sup>3</sup>) было перекрыто 20 м автодороги (пикет 194,2 км). Весной 2007 г. на 18 км дороги (в пределах республики) обвальными массами (объем – 300 м<sup>3</sup>) было завалено 50 м ее полотна. В июне произошло перекрытие (объем – 250 м<sup>3</sup>) еще 20 м автодороги.

С 2008 по 2017 гг. значимых признаков активизации обвального-осыпных процессов на ВГД не было обнаружено, в основном они проявлялись в виде мелких осыпей и обвалов, не достигающих порога регистрации и не наносящих экономического ущерба. Основной причиной снижения активности, очевидно, являлась благоприятная гидрометеорологическая обстановка в течение этих 10 лет. Также большую роль здесь сыграло повышение уровня инженерной

защиты дороги (террасирование склонов, устройство подпорных и камнеулавливающих стенок, берегозащитных дамб и т.п.).

Весной 2018 г., в районе с. Чми, обвалом (объем – 250 м<sup>3</sup>) было частично перекрыто 20 м полотна автодороги «Чми – Кармадон» (пикет 3,8 км). В окрестностях ВГД в 2018–2021 гг. признаков значительной активизации обвально-осыпных процессов не было зафиксировано. В мае 2022 г., после активного снеготаяния и выпадения интенсивных осадков, наблюдалась обвально-осыпная активизация на двух участках верхового откоса ВГД. На первом участке, в 0,4 км к северу от с. Нижний Ларс, наблюдалось скопление обвально-осыпного материала (площадь – 3,0 тыс. м<sup>2</sup>) на внутреннем крае дорожной полки и скатывание отдельных камней. Процессом были затронуты тектонически нарушенные трещиноватые песчано-глинистые породы (аргиллиты с прослоями песчаников и алевролитов юрского возраста). На втором участке, в 0,7 км к югу от с. Чми, отмечено скопление обломочного материала (площадь – 4,0 тыс. м<sup>2</sup>) на нагорном крае дорожной полки, формирование осыпных конусов по лоткам. В процесс были вовлечены породы черно-сланцевой толщи, представленные аргиллитами с прослоями песчаника и алевролита. В верхней части отмечены нависающие блоки (пластины), готовые обрушиться на дорогу при сильном обводнении осадками. Защитных сооружений здесь нет, требуется периодический осмотр и оборка склона с принудительным обрушением неустойчивых обломков и глыб. В 2023 г. на дорогах городского округа «Владикавказ» значимых обвально-осыпных активизаций не было зафиксировано.

### **Заключение**

Систематизация и анализ имеющейся информации позволили охарактеризовать условия и причины развития оползневых и обвально-осыпных процессов, а также активность и опасность их проявления на автомобильных дорогах Пригородного района и городского округа «Владикавказ» Республики Северная Осетия – Алания за 2002–2023 гг. Активность изучаемых процессов в основном была обусловлена техногенным воздействием и влиянием природных быстроизменяющихся факторов (талые воды, ат-

мосферные осадки, температура воздуха). Некоторую угрозу автомобильным дорогам представляют крупные оползневые массивы, расположенные в бассейнах рек Гизельдон, Геналдон и Терек. Активные обвально-осыпные участки, в основном, встречаются на дорогах долин р. Гизельдон и р. Терек (на Военно-Грузинской дороге). За изученный период времени на дорогах изучаемых муниципальных образований произошло около 10 значимых (с материальным ущербом) оползневых и более 40 обвально-осыпных активизаций. Максимальное число случаев проявлений приурочено к весенне-летнему периоду. Приведены сведения о масштабах произошедших оползневых и обвально-осыпных деформаций и разрушений дорожного полотна. Выявлены участки дорог, где проявления изучаемых процессов периодически наблюдались в разные годы. Активность оползневых подвижек за исследуемый период времени была незначительна, их объемы не превышали 20,0 тыс. м<sup>3</sup>. Площадь осыпных отложений варьировала в пределах от 3,0 до 60,0 тыс. м<sup>2</sup>, а объем обвалов составлял в большинстве случаев 250–500 м<sup>3</sup>. Крупные накопления осыпного материала наблюдались на дорогах в долине р. Гизельдон, а обвалы в основном происходили на Военно-Грузинской дороге (участок «Балта – Верхний Ларс»). Максимальная протяженность участков автомобильных дорог республики, испытывавших воздействие обвально-осыпных процессов отмечалась в 2017 гг., а оползневых – в 2022 г. Анализ социально-экономических последствий произошедших активизаций изучаемых процессов на дорогах Пригородного района и городского округа «Владикавказ», позволяет сделать вывод о низкой степени оползневой угрозы для дорожной инфраструктуры этих муниципальных образований и, довольно значительной, – от обвально-осыпной.

#### **Список источников**

1. Васьков И. М. Крупномасштабные обвалы: геодинамика и прогноз. Владикавказ. 2019. 365 с.
2. Генеральный план муниципального образования Гизельское сельское поселение Пригородного района РСО – Алания. Пояснительная записка. Т. 2. Материалы по обоснованию проекта. Ставрополь: Геоверсум, 2014. 90 с.
3. Схема территориального планирования Пригородного района Республики Северная Осетия-Алания. Раздел III.

- Материалы по обоснованию схемы территориального планирования. Т. 1. Общие положения. Владикавказ: Градостроительный центр РСО – А, 2009. 55 с.
4. Зеркаль О. В., Калинин Э. В., Барыкина О. С., Артамонова Н. Б., Гвоздева И. П., Фоменко И. К., Тюрин А. И., Ионов В. Ю., Стром А. Л.; под ред. В. Т. Трофимова, О. В. Зеркаля Склоновые геологические процессы. М.: Перо, 2022. 723 с.
  5. Коломенский Н. В. Специальная инженерная геология. М.: Недра, 1969. 335 с.
  6. Инженерная геология России. Т. 2. Инженерная геодинамика территории России (монография). Моск. гос. ун-т им. В. М. Ломоносова. Геол. фак. / под ред. В. Т. Трофимова, Э. В. Калинина. М.: Книжный дом «Университет», 2013. 816 с.
  7. Щукин И. С. Четырехязычный энциклопедический словарь терминов по физической географии / под ред. А. И. Спиридонова. М.: Советская энциклопедия, 1980. 703 с.
  8. Государственные доклады о состоянии и об охране окружающей среды и природных ресурсов Республики Северная Осетия – Алания в 2002–2017 гг. Владикавказ: Министерство природных ресурсов и экологии Республики Северная Осетия – Алания. 2003–2018.
  9. Доклады об экологической ситуации в Республике Северная Осетия – Алания в 2016–2018 гг. Владикавказ: Министерство природных ресурсов и экологии Республики Северная Осетия – Алания, 2017–2019.
  10. Разумов В. В., Богданова Н. Д., Висхаджиева К. С., Разумова Н. В. Опасность и активность проявления оползневых процессов на территории Республики Северная Осетия – Алания // Геориск. 2020. Т. XIV. № 1. С. 16–34.
  11. Разумов В. В., Аджиев А. Х., Разумова Н. В., Кондратьева Н. В., Богданова Н. Д. База данных оползневых активизаций, произошедших на территории Республики Северная Осетия – Алания за 2005–2020 гг. Заявка № 2022621563 от 29.06.2022 г. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2022622742 от 03.11.2022 г.
  12. Хацаева Ф. М., Томаев В. А. Оползневая опасность бассейнов горных рек Республики Северная Осетия – Алания // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1 (часть 1). С. 1821–1829.

13. Информационные бюллетени о состоянии недр на территории Российской Федерации в 2004–2022 гг. Вып. 28–46. М.: Геоинформмарк. 2005–2023.
14. Информационные бюллетени о состоянии недр территории Северо-Кавказского федерального округа Российской Федерации за 2015–2023 гг. 2016–2024. Вып. 12–20. Ессентуки: Гидроспецгеология.
15. Информационные сводки о проявлениях экзогенных геологических процессов на территории Российской Федерации (по кварталам) за 2007–2023 гг. М.: Гидроспецгеология. 2007–2023.
16. Информационные сводки о проявлениях экзогенных геологических процессов на территории Северо-Кавказского федерального округа (по кварталам) за 2013–2023 гг. Ессентуки: Гидроспецгеология. 2013–2023.
17. Информационные сводки о проявлениях экзогенных геологических процессов на территории Южного федерального округа (по кварталам) за 2006–2010 гг. Ессентуки: Гидроспецгеология. 2006–2010.
18. Информационные сводки о проявлениях экзогенных геологических процессов на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов (по кварталам) за 2011–2012 гг. Ессентуки: Гидроспецгеология. 2011–2012.
19. Богданова Н. Д., Разумов В. В., Висхаджиева К. С., Разумова Н. В. Активность основных оползневых массивов в бассейне р. Урух (Республика Северная Осетия – Алания) // Инженерные изыскания. 2019. № 5–6. С. 76–87.
20. Разумов В. В., Богданова Н. Д., Разумова Н. В., Висхаджиева К. С., Князев А. П. Активность основных оползневых массивов в бассейнах рр. Урсдон и Ардон (Республики Северная Осетия-Алания) // Инженерные изыскания. 2020. Т. XIV. № 2. С. 10–26.
21. Разумов В. В., Богданова Н. Д., Разумова Н. В., Шальнев В. А. Опасность оползневой деятельности в Моздокском районе Республики Северная Осетия – Алания // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 2. С. 141–164.
22. Асоян Д. С. Динамика опасных геоморфологических процессов в центральной части Северной Осетии – Алании // Геоморфология. 2011. № 4. С. 58–72.
23. Турлов С. А. Активизация экзогенных геологических процессов в результате схода ледника Колка // Разведка и охрана недр. 2007. № 7. С. 62–65.

## References

1. Vaskov IM. Large-scale collapses: geodynamics and forecast. Vladikavkaz; 2019. 365 p. (In Russ.).
2. The general plan of the municipality of Gizelskoye rural settlement of the Prigorodny district of the Republic of Alania. Explanatory note. Vol. 2. Materials on the justification of the project. Stavropol: LLC "Geoversum". 2014. 90 p. (In Russ.).
3. The territorial planning scheme of the Prigorodny district of the Republic of North Ossetia-Alania. Section III. Materials on the justification of the territorial planning scheme. Vol. 1. General provisions. Vladikavkaz: NGO "Urban Development Center RSO-A", 2009. 55 p. (In Russ.).
4. Zerkal OV, Kalinin EV, Barykina OS, Artamonova NB, Gvozdeva IP, Fomenko IK, Tyurin AI, Ionov VYu, Strom AL. Slope geological processes (edited by VT Trofimov, OV Zerkal). Moscow: Pero; 2022. 723 p. (In Russ.).
5. Kolomenskiy NV. Special engineering geology. M.: Nedra; 1969. 335 p. (In Russ.).
6. Engineering geology of Russia. Vol. 2. Engineering geodynamics of the territory of Russia (monograph). Moscow State University named after VM. Lomonosov. Geol. fac. (edited by VT Trofimov, EV Kalinin). Moscow: University Book House; 2013. 816 p. (In Russ.).
7. Shchukin IS. A four-lingual encyclopedic dictionary of terms in physical geography (edited by AI Spiridonov). M.: Soviet Encyclopedia; 1980. 703 p. (In Russ.).
8. State reports on the condition and protection of the environment and natural resources in the Republic of North Ossetia–Alania in 2002-2017. Vladikavkaz: Ministry of Natural Resources and Ecology of the Republic of North Ossetia – Alania. 2003-2018. (In Russ.).
9. Reports on the environmental situation in the Republic of North Ossetia-Alania in 2016-2018. Vladikavkaz: Ministry of Natural Resources and Ecology of the Republic of North Ossetia-Alania, 2017-2019. (In Russ.).
10. Razumov VV, Bogdanova ND, Viskhadzhieva KS, Razumova NV. The danger and activity of landslide processes on the territory of the Republic of North Ossetia-Alania. Georisk = Georisk. 2020;XIV(1):16-34. (In Russ.).
11. Razumov VV, Adzhiev AH, Razumova NV, Kondratieva NV, Bogdanova ND. Database of landslide activations that occurred on the territory of the Republic of North Ossetia-

- Alania in 2005-2020. Application No. 2022621563 dated 06/29/2022 Certificate of state registration of the database No. 2022622742 dated 03.11.2022. (In Russ.).
12. Khatsaeva FM, Tomaev VA. Landslide hazard mountain river basins of the republic of North Ossetia – Alania. “Modern problems of science and education”: online journal. 2015;1(part 1):1821-1829. (In Russ.).
  13. Newsletters on the state of the subsoil in the territory of the Russian Federation in 2004-2022. Issue 28-46. Moscow: Geoinformmark LLC. 2005-2023. (In Russ.).
  14. Information bulletins on the state of the subsoil of the territory of the North Caucasus Federal District of the Russian Federation for 2015-2023. 2016-2024. Issue 12-20. Essentuki: YURTS GMSN FGBI “Hydrospetsgeology”. (In Russ.).
  15. Information reports on the manifestations of exogenous geological processes on the territory of the Russian Federation (by quarter) for 2007-2023. Moscow: Center of the State Scientific and Scientific Research Institute of the Federal State Budgetary Institution “Hydrospetsgeology”. 2007-2023. (In Russ.).
  16. Information reports on the manifestations of exogenous geological processes in the territory of the North Caucasus Federal District (by quarter) for 2013-2023. Essentuki: YURTS GMSN FGBI “Hydrospetsgeology”. 2013-2023. (In Russ.).
  17. Information reports on the manifestations of exogenous geological processes in the Southern Federal District (by quarter) for 2006-2010. Yessentuki: YURTS GMSN FGBI “Hydrospetsgeology”. 2006-2010. (In Russ.).
  18. Information reports on the manifestations of exogenous geological processes in the territory of the Southern and North Caucasus Federal Districts (by quarter) for 2011-2012. Yessentuki: YURTS GMSN FGBI “Hydrospetsgeology”. 2011-2012. (In Russ.).
  19. Bogdanova ND, Razumov VV, Viskhadzhieva KS, Razumova NV. Activity of the main landslide massifs in the Uruk River basin (Republic of North Ossetia-Alania). Engineering survey. 2019;(5-6):76-87. (In Russ.).
  20. Razumov VV, Bogdanova ND, Razumova NV, Viskhadzhieva KS, Knyazev AP. Activity of the main landslide massifs in the basins of the Russian Federation. Ursdon and Ardon (Republics of North Ossetia-Alania). Engineering survey. 2020;XIV(2):10-26. (In Russ.).

21. Razumov VV, Bogdanova ND, Razumova NV, Shalnev VA. The danger of landslide activity in the Mozdok region of Republic of North Ossetia-Alania. Science. Innovations. Technologies. 2024;(2):141-164. (In Russ.).
22. Asoyan DS. Dynamics of hazardous geomorphologic processes in the central part of North Ossetia-Alania. Geomorfologiya = Geomorphology. 2011;(4):58-72. (In Russ.).
23. Turlov SA. Activation of exogenous geological processes as a result of the Kolka glacier descent. Razvedka i ohrana nedr = Prospect and protection of mineral resources. 2007;(7):62-65. (In Russ.).

### **Информация об авторах**

**Виктор Владимирович Разумов** – доктор географических наук, профессор, ведущий научный сотрудник отдела стихийных явлений Высокогорного геофизического института.

**Наталья Дмитриевна Богданова** – инженер Института геотехники и инженерных изысканий в строительстве.

**Наталья Викторовна Разумова** – кандидат географических наук, доцент, ведущий научный сотрудник Российских космических систем.

**Наталья Владимировна Кондратьева** – доктор географических наук, доцент, старший научный сотрудник отдела стихийных явлений Высокогорного геофизического института.

**Виктор Александрович Шальнев** – доктор географических наук, профессор кафедры физической географии и кадастра Северо-Кавказского федерального университета, Scopus ID: 57196120913.

### **Вклад авторов**

**Виктор Владимирович Разумов.** Определение идеи статьи и логики исследования. Сбор, интерпретация и анализ полученных данных. Утверждение окончательного варианта – принятие ответственности за все аспекты работы, целостность всех частей статьи и ее окончательный вариант.

**Наталья Дмитриевна Богданова.** Сбор, интерпретация и анализ полученных данных. Подготовка текста и оформление статьи.

**Наталья Викторовна Разумова.** Подготовка и редактирование текста – составление черновика рукописи и формирование его окончательного варианта.

**Наталья Владимировна Кондратьева.** Сбор, интерпретация и анализ полученных данных. Подготовка и редактирование текста – составление черновика рукописи.

**Виктор Александрович Шальнев.** Сбор, интерпретация и анализ полученных данных. Подготовка текста и оформление статьи.

### **Information about the authors**

**Viktor V. Razumov** – Dr. Sci. (Geogr.), Professor, Leading Researcher at the Department of Natural Phenomena, High-Mountain Geophysical Institute.

**Natalia D. Bogdanova** – Engineer of the Institute of Geotechnics and Engineering Surveys in Construction.

**Natalia V. Razumova** – Cand. Sci. (Geogr.), Associate Professor, Leading Researcher of Russian Space Systems.

**Nataliya V. Kondratyeva** – Dr. Sci. (Geogr.), Associate Professor, Senior Research Associate at the Department of Natural Phenomena, High-Mountain Geophysical Institute.

**Viktor A. Shalnev** – Dr. Sci. (Geogr.), Professor of the Department of Physical Geography and Cadastre, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 57196120913.

### **Contribution of the authors**

**Viktor V. Razumov.** Definition of the idea of the article and the logic of the study. Collection, interpretation and analysis of the received data. The approval of the final version – the acceptance of responsibility for all aspects of the work, the integrity of all parts of the article and its final version.

**Natalia D. Bogdanova.** Collection, interpretation and analysis of the received data. Preparation of the text and design of the article.

**Natalia V. Razumova.** Preparation and editing of the text – drafting of the manuscript and the formation of its final version.

**Nataliya V. Kondratyeva.** Collection, interpretation and analysis of the received data. Preparation and editing of the text – drafting of the manuscript.

**Viktor A. Shalnev.** Collection, interpretation and analysis of the received data. Preparation of the text and design of the article.



Научная статья  
УДК 622.276  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.5>

## РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ НА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Владислав Сергеевич Горбаченко

Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
(15б, ул. Книжная, г. Гомель, 246003, Республика Беларусь)  
[V.S.Gorbachenko@gmail.com](mailto:V.S.Gorbachenko@gmail.com); <https://orcid.org/0009-0008-1249-4454>

### Аннотация.

Одной из ключевых проблем добычи нефти на месторождениях Припятского прогиба является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на подземном оборудовании. Эти отложения значительно затрудняют эксплуатацию скважин и могут приводить к снижению их производительности. Для борьбы с АСПО существует большое количество методов, которые отличаются по принципам воздействия на отложения. Наиболее распространенным методом борьбы с АСПО в белорусском регионе является технологическая обработка горячей водой. Данный метод помогает удалять АСПО, восстанавливая нормальную работу оборудования. В статье представлена разработанная методика проведения экспериментальных исследований, направленных на оценку эффективности термического воздействия на АСПО при различных режимах закачки горячей воды во время проведения технологической обработки. В рамках исследования были проведены испытания с использованием различных параметров закачки теплоносителя, чтобы определить оптимальные условия для максимальной эффективности. Также в работе представлен предлагаемый способ повышения эффективности термической обработки горячей водой. Основной принцип заключается в увеличении расхода горячей жидкости, нагнетаемой в скважину. Это позволяет уменьшить тепловые потери в горную породу в приустьевом интервале скважины, что в свою очередь улуч-

шает прогрев жидкости в колонне насосно-компрессионных труб на глубинах более 100 метров. Результаты промышленных исследований показали, что увеличение расхода нагнетаемой горячей воды значительно повышает эффективность термической обработки по сравнению со стандартным подходом. Это подтверждает целесообразность применения предложенного метода для удаления АСПО с рабочей поверхности глубинного насосного оборудования.

**Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения, АСПО, закачка горячей воды, эффективность тепловой обработки

**Для цитирования:** Горбаченко В. С. Результаты экспериментальных исследований по оценке эффективности термического воздействия горячей водой на асфальтосмолопарафиновые отложения // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 85–110. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.5>

**Конфликт интересов:** автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 29.10.2024;  
одобрена после рецензирования 01.12.2024;  
принята к публикации 17.12.2024.

#### **2.8.4. Development and Exploitation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences)** Research article

### **The results of experimental studies to assess the efficiency of hot water treatment of asphalt-resin-paraffin deposits**

**Vladislav S. Gorbachenko**

Belarusian Research and Design Institute of Oil (15b, Knizhnaya St.,  
Gomel, 246003, Republic of Belarus)  
[V.S.Gorbachenko@gmail.com](mailto:V.S.Gorbachenko@gmail.com); <https://orcid.org/0009-0008-1249-4454>

#### **Abstract**

One of the key problems of oil production at the Pripjat Trough fields is the formation of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) on underground equipment. These deposits significantly compli-

cate the operation of wells and can lead to a decrease in their productivity. There is a large number of methods for combating ARPD, which differ in the principles of action on deposits. The most common method to tackle ARPD in the Belarusian region is the technological treatment with hot water. This method helps to remove ARPD, restoring the normal operation of the equipment. The study presents the methodology for conducting experimental studies aimed at assessment of the effectiveness of thermal action on ARPD under various hot water injection modes during the technological treatment. As part of the research, tests were conducted using various coolant injection parameters to determine the optimal conditions for maximum efficiency. The paper also presents a method to enhance the efficiency of thermal treatment with hot water. The main principle is to increase the flow rate of hot liquid injected into the well. This allows reducing heat losses into the rock in the wellhead interval, which in turn improves the heating of the liquid in the column of pump-compression pipes at depths of more than 100 meters. The results of field studies have shown that an increase in the flow rate of injected hot water significantly intensifies the efficiency of heat treatment compared to the standard approach. This confirms the feasibility of using the proposed method for removing ASPD from the working surface of deep-well pumping equipment.

**Keywords:** asphalt resin paraffin deposits, ASPO, hot water injection, heat treatment efficiency

**For citation:** Gorbachenko VS. The results of experimental studies to assess the efficiency of hot water treatment of asphalt-resin-paraffin deposits. Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):85-110. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.5>

**Conflict of interest:** the author declares no conflicts of interests.

The article was submitted 29.10.2024;  
approved after reviewing 01.12.2024;  
accepted for publication 17.12.2024.

## **Введение**

В настоящее время на скважинах месторождений Припятского прогиба при добыче нефти возникают различные проблемы, связанные с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), карбонатными и хлоридными солевыми отложениями, коррозией скважинного оборудования и присутствием твердых взвешенных частиц в добываемой жидкости.

Наиболее частым осложнением является образование АСПО. В 2023 году более 95 % добывающего фонда скважин месторождений Припятского прогиба эксплуатировались в условиях, осложненных АСПО. Эти отложения на рабочей поверхности скважинного оборудования уменьшают поперечное сечение насосно-компрессорных труб (НКТ), а иногда полностью блокируют поток продукции на дневную поверхность [1–4]. В итоге проводятся внеплановые ремонты для замены насосного оборудования, что сокращает межремонтный период и приводит к потерям в добыче нефти [5].

Для борьбы с АСПО существует большое количество способов [6–20]. Самым распространенным способом борьбы с АСПО на скважинах месторождений Припятского прогиба является технологические обработки (ТО) горячей водой. Ежегодно для борьбы с АСПО в скважины месторождений Припятского прогиба закачивается существенный объем горячей воды.

Таким образом, направление по оптимизации ТО горячей водой является важной задачей.

Цель работы заключается в разработке мероприятий по повышению эффективности термического воздействия на АСПО при проведении технологической обработки горячей водой.

## **Материалы и методы исследований**

Для выполнения работ по поставленной цели проводится программа исследований по оценке эффективности прогрева жидкости в НКТ при разных режимах нагнетания теплоносителя в затрубное пространство скважины, которая включает следующие основные этапы.

1. Подбор объектов (скважин) с различными диаметрами эксплуатационной колонны (условные наруж-

ные диаметры 140, 146, 168, 178 мм) и физико-химическими свойствами нефти. Для проведения исследований рассмотрены скважины, эксплуатируемые установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

2. Измерение температуры столба жидкости двухканальным автономным регистратором ДАР-1.0 в НКТ. Регистрация температуры жидкости в НКТ производится перед проведением технологической обработки при стабильной работе насосного оборудования до глубины установки стоп-кольца в колонне НКТ. В момент начала закачки горячей воды в скважину с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{час}$  (стандартный режим обработки) выполняется подъем ДАР-1.0. Подъем выполняется до глубины 1000 метров, при этом подъем ДАР-1.0 выполняется со скоростью 2000 метров/час.
3. Подъем ДАР-1.0 с 1000 метров выполняется в момент, когда заканчивается закачка всего запланированного объема горячей жидкости. Подъем термометра с 1000 метров выполняется со скоростью 3000 метров/час. В процессе проведения технологической обработки и после ее завершения выполнялось измерение температуры на устье скважины при помощи цифрового устройства (тепловизора) FLIR i7. Для оценки эффективности тепловой обработки, после ее окончания, в НКТ73 выполняется спуск шаблона 42 мм. В случае не прохождения шаблона 42 мм, выполняется спуск шаблона 38 мм.
4. Согласно п. 2 выполняются повторно все мероприятия, но технологическая обработка горячей водой проводится с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{час}$ .

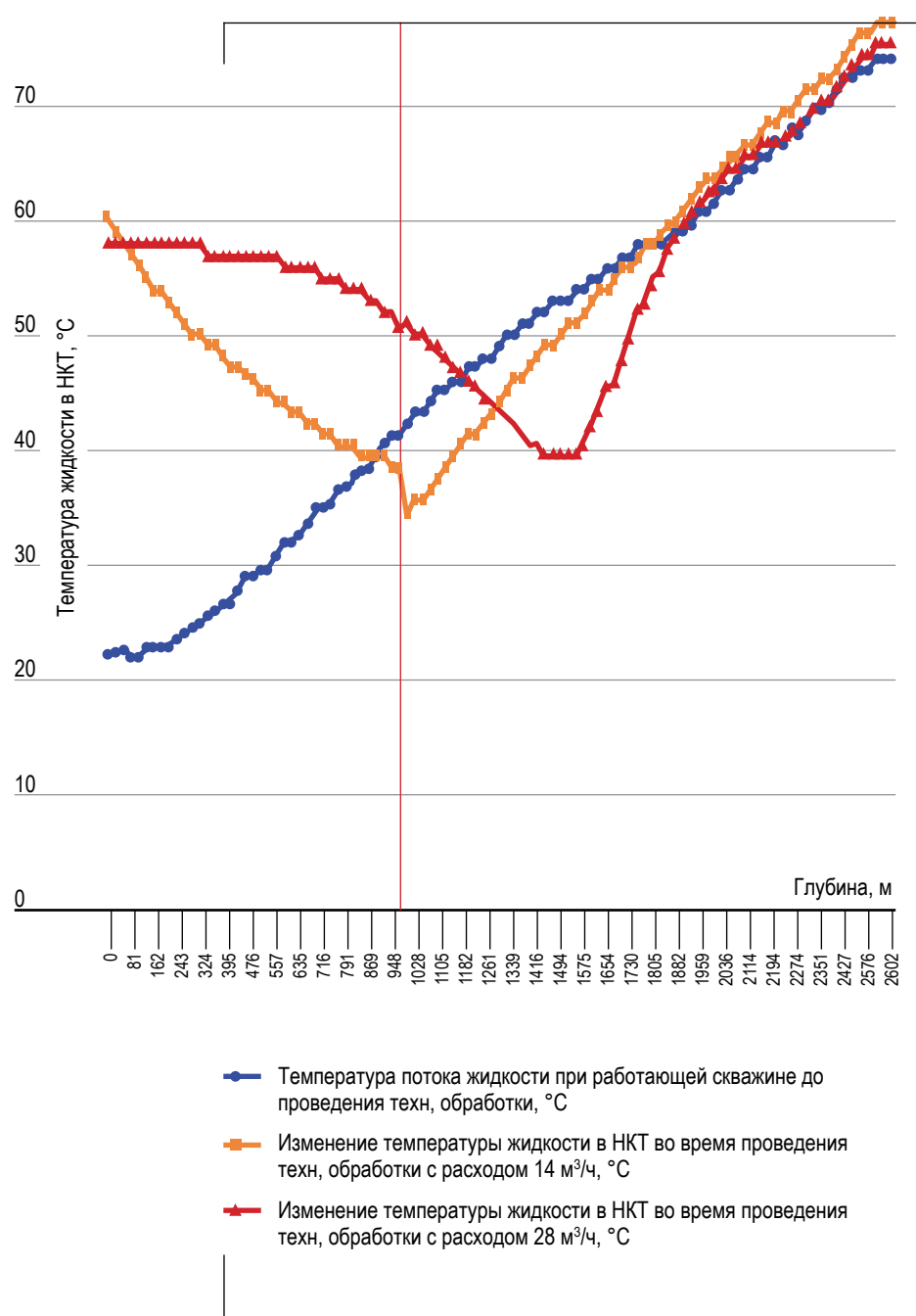
### **Результаты исследований и их обсуждение**

Исследования по вышеописанной схеме при проведении ТО и оценке эффективности удаления АСПО с рабочей внут-

ренной НКТ проведены на 7 скважинах: № 5s2 (sm\_сев) Бескопыльновского, №№ 47g и 50n (ptr-zd\_зпд) Чкаловского, № 94s3 (ptr-zd) Осташковичского, №№ 381n (ln-st\_сев), 395n (ln-st\_зпд) и 520n (ln-st\_сев) Речицкого, № 48 (ptr-el-zd) Золотухинского и № 9053 (v\_вст) Тишковского нефтяного месторождения. Основные физико-химические свойства дегазированной нефти по рассматриваемым скважинам (залежам) представлены в таблице 1.

Таблица 1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ  
Table 1. Physical and chemical properties of degassed oil

| № Сква. | Наименование месторождения (залежь)      | Массовое содержание, % |       |           | Плотность при 20°C, кг/м³ | Вязкость кинематическая при 50°C, мм²/с |
|---------|------------------------------------------|------------------------|-------|-----------|---------------------------|-----------------------------------------|
|         |                                          | асфальтенов            | смола | парафинов |                           |                                         |
| 5s2     | Бескопыльновское (семилук.)              | 3,54                   | 17,57 | 5,41      | 903,6                     | 48,82                                   |
| 47g     | Чкаловское (петрико-задон.)              | 0,016                  | 2,54  | 5,31      | 834,5                     | 4,20                                    |
| 50n     | Чкаловское (петрико-задон.)              | 0,23                   | 3,91  | 5,29      | 842,8                     | 5,00                                    |
| 94s3    | Осташковичское (петрико-задон.)          | 0,63                   | 18,92 | 5,49      | 880,6                     | 16,38                                   |
| 395n    | Речицкое (ланско-старооск. запад. блок)  | 1,04                   | 10,99 | 5,24      | 858,6                     | 5,76                                    |
| 381n    | Речицкое (ланско-старооск. север. крыло) | 1,07                   | 8,01  | 3,24      | 847,1                     | 5,74                                    |
| 520n    | Речицкое (ланско-старооск. север. крыло) | 1,95                   | 9,42  | 5,13      | 848,9                     | 6,03                                    |
| 48      | Золотухинское (петрик.-елец.-задон.)     | 1,18                   | 14,53 | 2,98      | 881,9                     | 22,06                                   |
| 9053    | Тишковское (венд.)                       | 0,15                   | 2,6   | 5,32      | 822,0                     | 3,26                                    |



**Рис. 1.** Изменение температуры жидкости в НКТ на скважине № 50 Чкаловского нефтяного месторождения.

Fig. 1. Change in fluid temperature in the tubing at well No. 50 of the Chkalovskoye oil field.

Источник: составлено автором.  
Source: compiled by the author.

Из таблицы 1 видно, что рассматриваемые исследования проводились на скважинах с разными физико-химическими свойствами добываемой нефти, что позволяет обобщить полученные результаты и расширить их применение для всех скважин месторождений Припятского прогиба.

На рисунках 1 и 2 представлены графики изменения температуры до и после проведения ТО горячей водой на скважинах при двух разных режимах нагнетания жидкости: скважина № 50 Чкаловского – 14 м<sup>3</sup>/ч и 28 м<sup>3</sup>/ч и скважина № 48 Золотухинского н.м – 10 м<sup>3</sup>/ч и 20 м<sup>3</sup>/ч.

На рисунках 1 и 2 отображено три графика, описывающих:

- температуру в работающей скважине до проведения обработки – линия с маркером, представленный треугольником;
- температуру при проведении ТО с расходом нагнетаемой в затрубное пространство горячей воды 14 м<sup>3</sup>/ч (скв. № 50 Чкаловская) и 10 м<sup>3</sup>/ч (скв. № 48 Золотухинская) – линия с маркером, представленный квадратом;
- температуру при проведении ТО с расходом нагнетаемой в затрубное пространство горячей воды 28 м<sup>3</sup>/ч (скв. № 50 Чкаловская) и 20 м<sup>3</sup>/ч (скв. № 48 Золотухинская) – линия с маркером, представленный кругом.

Эксплуатация скважины № 50 Чкаловского нефтяного месторождения ведется при помощи УЭЦН5-50-2750, глубина спуска установки Нсп – 2819 метров. Температура погружного электродвигателя Тпэд в процессе работы УЭЦН до проведения ТО составляет 85°С. Дебит Q составляет 50 м<sup>3</sup>/сут. Условный диаметр эксплуатационной колонны ДЭК – 146 мм. Обводненность добываемой продукции – 80 %. Динамический уровень до проведения ТО – 1960 метров. Объем горячей воды, закачиваемый в процессе ТО, составляет 20 м<sup>3</sup>.

После проведения ТО горячей водой с расходом 14 м<sup>3</sup>/ч на глубине 510 метров отмечена посадка шаблона 42 и 38 мм, что свиде-

тельствует о низкой эффективности ТО. При спуске шаблонов выполнялся замер температуры жидкости в НКТ. В свою очередь, после проведения ТО с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  при спуске шаблона  $42 \text{ мм}$  посадки не отмечено. Последнее свидетельствует об эффективности ТО.

Спуск автономного термометра при выполнении измерительных работ на скважине № 50 Чкаловского нефтяного месторождения выполнялся до глубины  $2745 \text{ метров}$ . Из графиков, отображенных на рисунке 1 видно, что при проведении ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  температура жидкости в НКТ  $T_{10\text{м}}$  на глубине  $10 \text{ метров}$  выросла до  $62^\circ\text{C}$  (прирост температуры относительно температуры до ТО  $\Delta T_{10}$  составляет  $38,5^\circ\text{C}$ ). При проведении ТО с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$   $T_{10\text{м}}$  выросла до  $60^\circ\text{C}$  ( $\Delta T_{10}$  составляет  $36,5^\circ\text{C}$ ).

На глубине  $300 \text{ метров}$  температура жидкости в НКТ  $T_{300\text{м}}$  до ТО составляет  $26,8^\circ\text{C}$ , после проведения ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  –  $51,9^\circ\text{C}$  (приращение температуры  $\Delta T_{300\text{м}}$  составляет  $25,1^\circ\text{C}$ ), а при проведении ТО с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  –  $59,7^\circ\text{C}$  (приращение температуры  $\Delta T_{300\text{м}}$  –  $32,9^\circ\text{C}$ ).

На глубине  $500 \text{ метров}$  температура жидкости в НКТ  $T_{500\text{м}}$  до ТО составляет  $31,5^\circ\text{C}$ , после проведения ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  –  $47,6^\circ\text{C}$  (приращение температуры  $\Delta T_{500\text{м}}$  составляет  $16,1^\circ\text{C}$ ), а при проведении ТО с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  –  $59^\circ\text{C}$  (приращение температуры  $\Delta T_{500\text{м}}$  –  $27,5^\circ\text{C}$ ).

Анализ полученных результатов показал, что величина приращения температуры на глубинах более  $300 \text{ метров}$  в большей степени зависит от величины обводненности добываемой продукции. Чем выше обводненность добываемой продукции, тем интенсивнее происходит нагрев жидкости в НКТ и уменьшается глубина прогрева.

Из графиков, представленных на рисунке 1, видим, что при проведении ТО горячей водой с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  наблюдается прогрев жидкости в НКТ до глубины  $850 \text{ метров}$ , где температура потока жидкости составляет  $41^\circ\text{C}$ . На большей глубине отмечается охлаждение жидкости в НКТ, что достигается за счет того, что на глубине  $850 \text{ метров}$  температура жидкости в НКТ ( $T_{\text{ж.нкт}}$ ) выравнивается с температурой закаченной в затрубное пространство жид-

кости ( $T_{\text{жТО}}$ ), а поскольку  $T_{\text{жНКТ}}$  уменьшается от насоса к дневной поверхности, а  $T_{\text{жТО}}$  от дневной поверхности к приему насоса, то с глубины 850 метров закачанная в затрубное пространство жидкость начинает поглощать тепловую энергию у потока жидкости в НКТ, что приводит к уменьшению температуры жидкости НКТ.

С глубины 1835 метров отмечается выравнивание температур жидкости до и после ТО. Данное явление объясняется следующими протекающими во время проведения ТО процессами. При закачке горячей воды в затрубное пространство происходит оттеснение ко входному модулю разогретой ЭЦН нефти, которая находилась в затрубном пространстве над входным модулем насоса. Далее происходит дополнительный подогрев данной нефти ЭЦН и попадание ее во внутреннюю полость колонны НКТ. Данный процесс позволяет скомпенсировать охлаждение со стороны закачиваемой в затрубное пространство жидкости.

При проведении ТО горячей водой с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  температура жидкости в НКТ во время обработки выравнивается с температурой до обработки на глубине 1200 метров, где температура потока жидкости составляет  $49^\circ\text{C}$ .

Результаты измерения температуры на выкидной линии (в пределах 30 см от линейной задвижки) ( $T_{\text{вл}}$ ) и на свободном затрубном пространстве между рабочей и коренной задвижками устьевой арматуры ( $T_{\text{нл}}$ ) в процессе проведения ТО представлены в таблице 2.

На рисунке 2 представлены графики изменения температуры жидкости в НКТ на скважине № 48 Золотухинского нефтяного месторождения. Эксплуатация данной скважины № 48 Золотухинского нефтяного месторождения ведется фонтанным способом, глубина спуска воронки составляет 1957 метров. Дебит жидкости составляет  $9,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Условный диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм. Обводненность добываемой продукции – 3%. Объем горячей воды, закачиваемый в процессе ТО –  $30 \text{ м}^3$ .

Спуск автономного термометра при выполнении измерительных работ на скважине № 48 Золотухинского нефтяного месторождения выполнялся до глубины 1930 метров. Результаты измерения температуры устьевой арматуры в процессе проведения ТО представлены в таблице 3.

Таблица 2.

ТЕМПЕРАТУРЫ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ

Table 2. Wellhead fitting temperatures

| №<br>п/п | Условное<br>время выпол-<br>нения измерения<br>температуры | ТВЛ, °С        | ТНЛ, °С | ТВЛ, °С        | ТНЛ, °С |
|----------|------------------------------------------------------------|----------------|---------|----------------|---------|
|          |                                                            | Расход 14 м³/ч |         | Расход 28 м³/ч |         |
| 1        | 01:00                                                      | 24             | 89      | 23             | 89      |
| 2        | 01:15                                                      | 77             | 92      | 89             | 91      |
| 3        | 01:30                                                      | 88             | 94      | 89             | 92      |
| 4        | 01:45                                                      | 91             | 94      | 89             | 92      |
| 5        | 02:00                                                      | 91             | 94      |                |         |
| 6        | 02:15                                                      | 91             | 94      |                |         |
| 7        | 02:30                                                      | 91             | 94      |                |         |

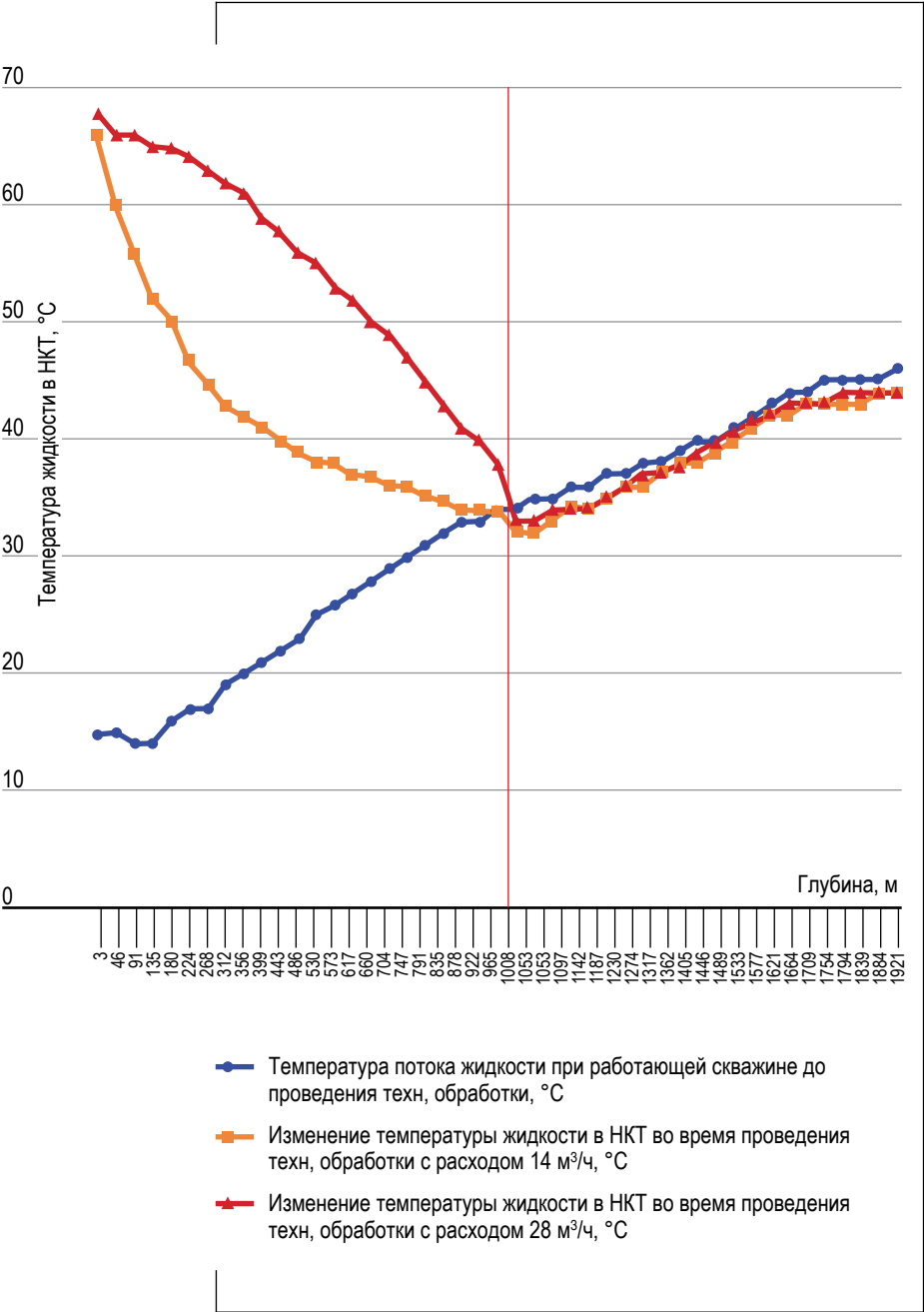
Замер температуры после обработки

|    |       |    |  |    |  |
|----|-------|----|--|----|--|
| 8  | 01:00 | 85 |  | 85 |  |
| 9  | 01:10 | 74 |  | 73 |  |
| 10 | 01:20 | 65 |  | 67 |  |
| 11 | 01:30 | 59 |  | 62 |  |

Источник: составлено автором.

Source: compiled by the author.

В таблице 4 представлена обобщенная информация по результатам измерения температур при разных режимах нагнетания горячей воды во время проведения ТО. Откуда видно, что глубина прогрева жидкости в НКТ при проведении ТО больше в том случае, когда расход нагнетаемой горячей воды составляет 28 м³/ч.



**Рис. 2. Изменение температуры жидкости в НКТ на скважине № 48 Золотухинского нефтяного месторождения.**

Fig. 2. Change in fluid temperature in the tubing at well No. 48 of the Zolotukhinskoye oil field.

Источник: составлено автором.  
Source: compiled by the author.

Таблица 3.

ТЕМПЕРАТУРЫ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ

Table 3. Wellhead fitting temperatures

| №<br>п/п | Условное<br>время<br>выполнения<br>измерения<br>температуры | ТВЛ, °С        | ТНЛ, °С | ТВЛ, °С        | ТНЛ, °С |
|----------|-------------------------------------------------------------|----------------|---------|----------------|---------|
|          |                                                             | Расход 10 м³/ч |         | Расход 20 м³/ч |         |
| 1        | 01:00                                                       | 25             | 94      | 25             | 89      |
| 2        | 01:15                                                       | 45             | 95      | 87             | 90      |
| 3        | 01:30                                                       | 78             | 95      | 87             | 90      |
| 4        | 01:45                                                       | 89             | 93      | 88             | 90      |
| 5        | 02:00                                                       | 90             | 93      | 86             | 89      |
| 6        | 02:15                                                       | 91             | 93      | 85             | 88      |
| 7        | 02:30                                                       | 92             | 93      | 85             | 88      |
| 8        | 02:45                                                       | 90             | 91      |                |         |
| 9        | 03:00                                                       | 90             | 92      |                |         |
| 10       | 03:15                                                       | 88             | 90      |                |         |
| 11       | 03:30                                                       | 89             | 90      |                |         |
| 12       | 03:45                                                       | 88             | 91      |                |         |
| 13       | 04:00                                                       | 89             | 90      |                |         |
| 14       | 01:00                                                       | 88             |         | 82             |         |
| 15       | 01:10                                                       | 78             |         | 77             |         |
| 16       | 01:20                                                       | 69             |         | 71             |         |
| 17       | 01:30                                                       | 65             |         | 69             |         |

Источник: составлено автором.

Source: compiled by the author.

Из графиков, представленных на рисунке 1 и 2, и данных, представленных в таблице 4, видно, что увеличение расхода закачиваемой в затрубное пространство горячей воды в два раза приводит к улучшению прогрева жидкости в НКТ и, соответственно, к увеличению эффективности термического воздействия проводимой ТО. Также стоит отметить, что после проведения ТО горячей водой с увеличенным расходом отсутствовало не прохождение шаблона, которое отмечается на скважинах № 50 Чкаловского и № 395 Речицкого нефтяного месторождения после технологической обработки горячей водой с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Повышение эффективности термического воздействия термической обработкой с увеличением расхода нагнетаемого теплоносителя объясняется уменьшением потерь тепловой энергии в горную породу на верхних глубинах скважины. Также из таблиц 2 и 3 видно, что при проведении ТО горячей водой с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  температура на выкидной линии устьевой арматуры достигает максимального значения через 30 минут, а при увеличенном расходе время достижения максимальной уменьшается до 15–20 мин. На основании данных таблицы 4 были построены графики (рис. 3, 4 и 5) распределения температур на глубинах 300, 500 и 1000 метров соответственно.

Из рисунка 3 видно, что при расходе горячей воды  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  среднее значение температуры на глубине 300 метров составляет  $54^\circ\text{C}$ , то есть среднее значения приращения температуры жидкости в НКТ составляет  $27^\circ\text{C}$ . Также из рисунка следует, что средняя температуры жидкости в НКТ при проведении ТО с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  составляет  $64^\circ\text{C}$ , которая на  $10^\circ\text{C}$  выше аналогичной температуры при ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Из рисунка 4 видно, что при расходе горячей воды  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  среднее значение температуры на глубине 500 метров составляет  $47^\circ\text{C}$ , то есть среднее значения приращения температуры жидкости в НКТ составляет  $16^\circ\text{C}$ . Также из рисунка следует, что средняя температура жидкости в НКТ при проведении ТО с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  составляет  $60^\circ\text{C}$ , которая на  $13^\circ\text{C}$  выше аналогичной температуры при ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

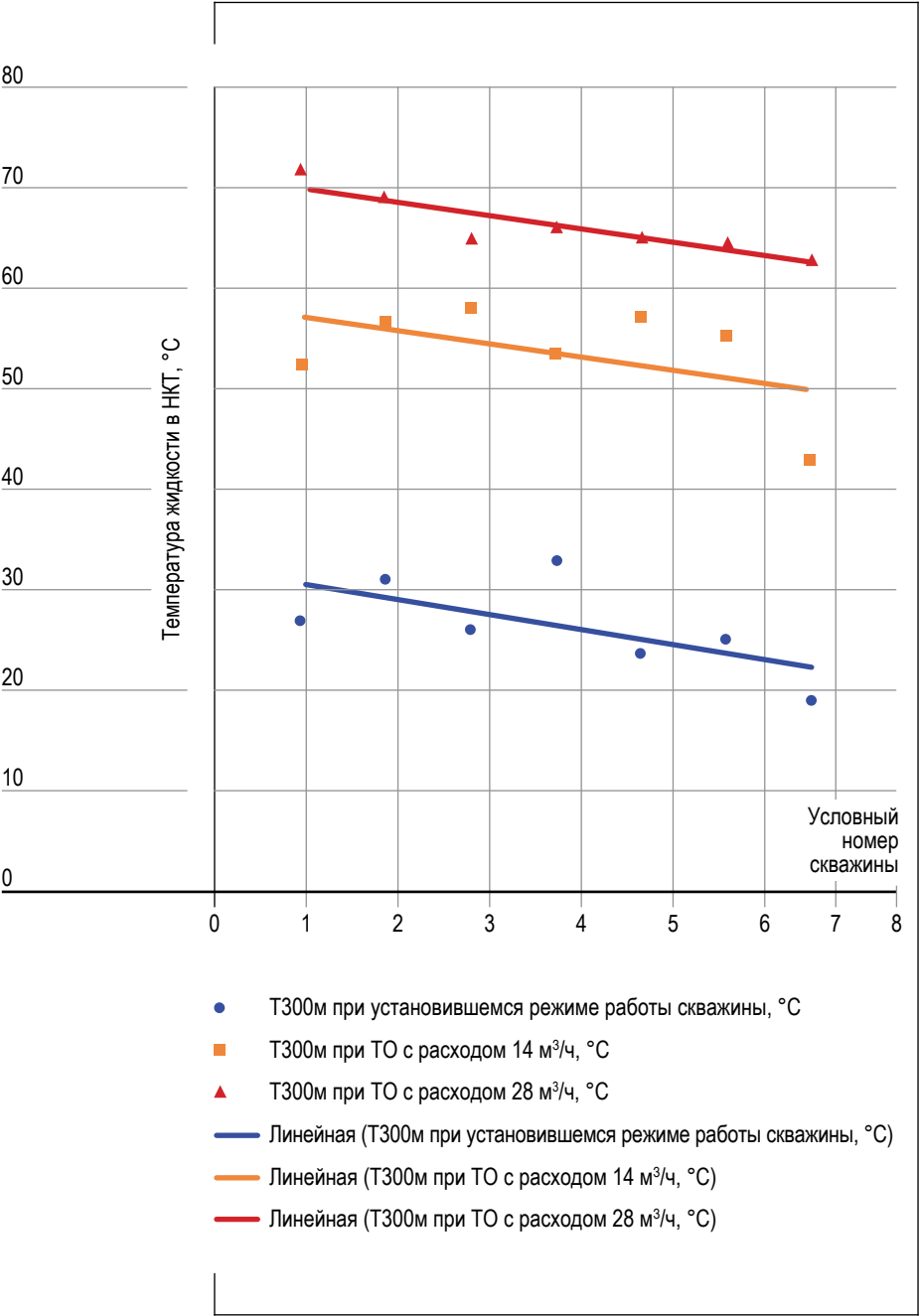


Рис. 3.

Распределение температуры жидкости в НКТ на глубине 300 метров.

Fig. 3. Distribution of liquid temperature in the tubing at the depth of 300 meters.

Источник:  
Source:

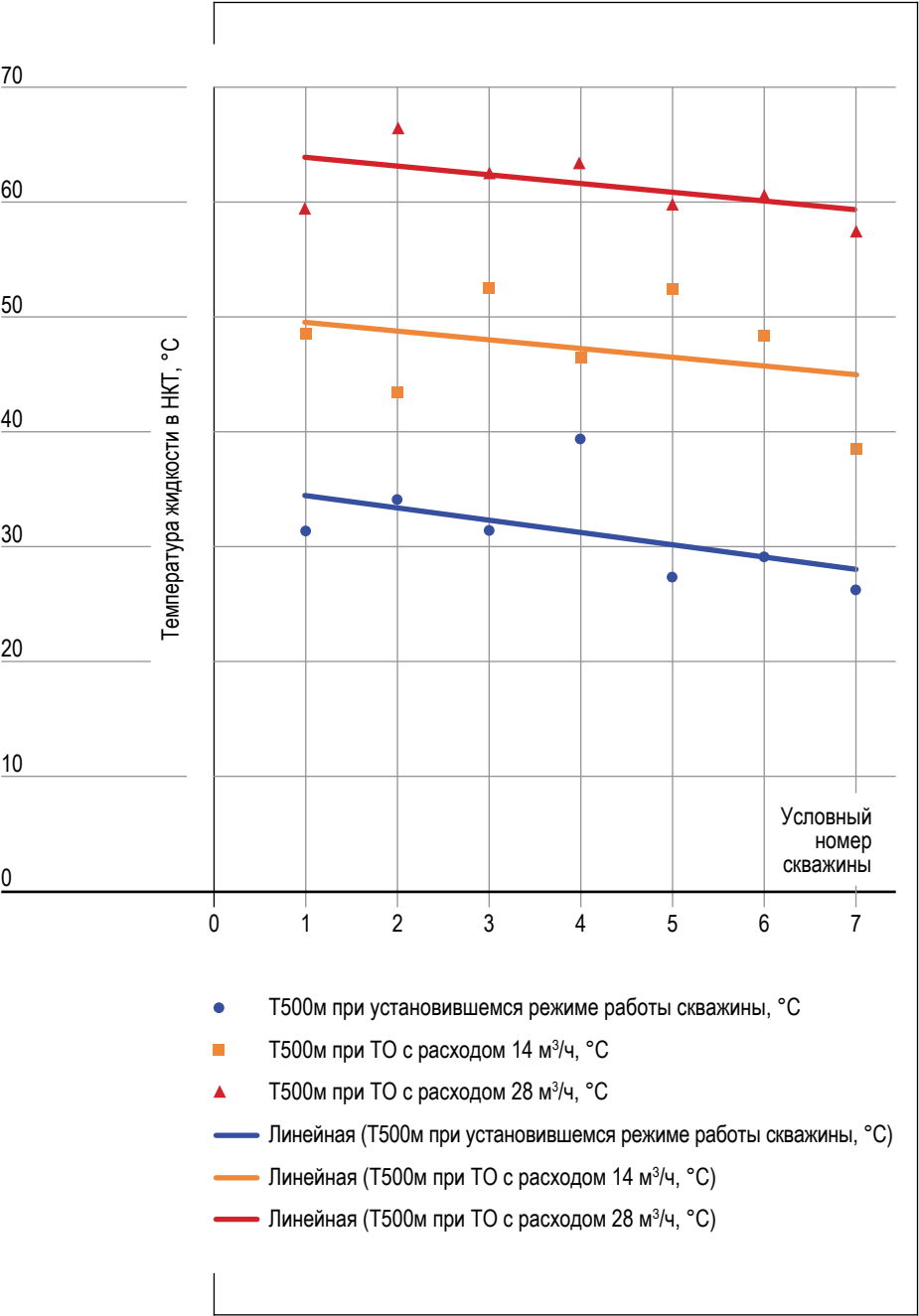
составлено автором.  
compiled by the author.

Таблица 4. ОБОБЩЕНИЕ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ /  
ТЕМПЕРАТУРЫ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ  
Table 4. Summary of completed studies / Wellhead fitting temperatures

| №<br>п/п | №<br>скв. | Месторождение    | Q,<br>м³/сут | ДЭК,<br>мм | Обв,<br>% | V,<br>м³ | Нсп,<br>м |
|----------|-----------|------------------|--------------|------------|-----------|----------|-----------|
| 1        | 50        | Чкаловское       | 50           | 146        | 80        | 20       | 2819      |
| 2        | 5         | Бескопыльновское | 65           | 140        | 95        | 20       | 1531      |
| 3        | 47        | Чкаловское       | 60           | 168        | 30        | 20       | 2945      |
| 4        | 94        | Осташковичское   | 35           | 168        | 65        | 20       | 2336      |
| 5        | 395       | Речицкое         | 46           | 178        | 7         | 20       | 2602      |
| 6        | 520       | Речицкое         | 39           | 178        | 2         | 20       | 2120      |
| 7        | 48        | Золотухинское    | 9,8          | 168        | 3         | 30       | 1957      |

Источник: составлено автором.  
Source: compiled by the author.

|  | ТПЭД,<br>°C | Расход,<br>м³/ч | ТВЛ,<br>°C | T300м,<br>°C | T500м,<br>°C | T1000м,<br>°C | Нпрор,<br>м |
|--|-------------|-----------------|------------|--------------|--------------|---------------|-------------|
|  | 85          | 0               | 24         | 27           | 31           | 45            | —           |
|  |             | 14              | 91         | 52           | 48           | 35            | 850         |
|  |             | 28              | 89         | 60           | 59           | 53            | 1200        |
|  | 53          | 0               | 24         | 31           | 34           | 47            | —           |
|  |             | 14              | 86         | 57           | 43           | 39            | 680         |
|  |             | 28              | 86         | 69           | 66           | 45            | 970         |
|  | 91          | 0               | 25         | 26           | 31           | 44            | —           |
|  |             | 14              | 86         | 58           | 52           | 40            | 860         |
|  |             | 28              | 85         | 65           | 62           | 52            | 1180        |
|  | 59          | 0               | 25         | 33           | 39           | 48            | -           |
|  |             | 14              | 91         | 53           | 46           | 39            | 650         |
|  |             | 28              | 86         | 66           | 63           | 47            | 990         |
|  | 85          | 0               | 24         | 24           | 27           | 37            | —           |
|  |             | 14              | 92         | 57           | 52           | 30            | 1005        |
|  |             | 28              | 89         | 65           | 59           | 44            | 1120        |
|  | 71          | 0               | 24         | 25           | 29           | 37            | —           |
|  |             | 14              | 92         | 55           | 48           | 35            | 925         |
|  |             | 28              | 88         | 65           | 60           | 43            | 1220        |
|  | -           | 0               | 25         | 19           | 26           | 35            | —           |
|  |             | 10              | 92         | 43           | 38           | 33            | 925         |
|  |             | 20              | 90         | 63           | 57           | 37            | 1100        |



**Рис. 4. Распределение температуры жидкости в НКТ на глубине 500 метров.**

Fig. 4. Distribution of liquid temperature in the tubing at the depth of 500 meters.

Источник: составлено автором.  
Source: compiled by the author.

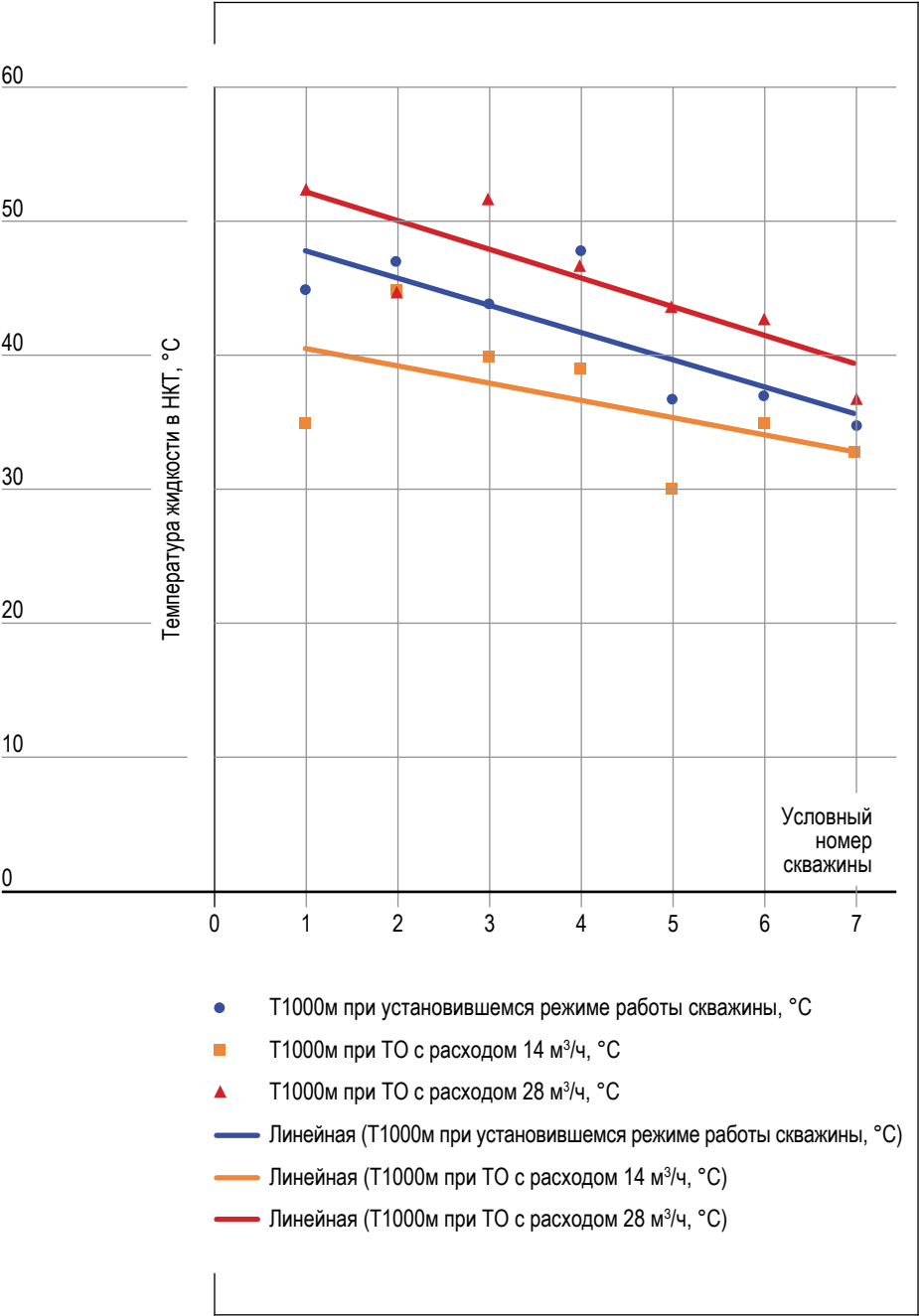


Рис. 5.

Распределение температуры жидкости в НКТ на глубине 1000 метров.

Fig. 5. Distribution of liquid temperature in the tubing at the depth of 1000 meters.

Источник: составлено автором.

Source: compiled by the author.

Из рисунка 5 видно, что при расходе горячей воды  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  среднее значение температуры на глубине 1000 метров составляет  $37^\circ\text{C}$  и она ниже температуры жидкости в НКТ при работе скважины на установившемся режиме на  $5^\circ\text{C}$ . Средняя температура жидкости в НКТ при проведении ТО с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  составляет  $47^\circ\text{C}$ , которая на  $10^\circ\text{C}$  выше аналогичной температуры при ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

### **Заключение**

1. Исследования распределения ТЖ.НКТ при проведении ТО показали, что при проведении ТО горячей водой с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  среднее значение ТЖ.НКТ:
  - на глубине 300 метров достигает  $64^\circ\text{C}$ , что на  $37^\circ\text{C}$  выше ТЖ.НКТ при установившемся режиме работы скважины и на  $10^\circ\text{C}$  выше ТЖ.НКТ при проведении ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
  - на глубине 500 метров достигает  $60^\circ\text{C}$ , что на  $29^\circ\text{C}$  выше ТЖ.НКТ при установившемся режиме работы скважины и на  $13^\circ\text{C}$  выше ТЖ.НКТ при проведении ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
  - на глубине 1000 метров достигает  $47^\circ\text{C}$ , что на  $4^\circ\text{C}$  выше ТЖ.НКТ при установившемся режиме работы скважины и на  $10^\circ\text{C}$  выше ТЖ.НКТ при проведении ТО с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ .
2. При проведении ТО горячей водой с расходом  $14 \text{ м}^3/\text{ч}$  глубина прогрева внутрискважинной добываемой жидкости (точка пересечения линий изменения температуры жидкости в НКТ с глубиной до и после проведения ТО) варьирует от 690 до 1000 метров.
3. При проведении ТО горячей водой с расходом  $28 \text{ м}^3/\text{ч}$  глубина прогрева внутрискважинной добываемой жидкости изменяется от 970 до 1200 метров.
4. Нагнетание горячей воды в затрубное пространство скважины при проведении ТО с увеличенным в два раза расходом позволяет увеличить глубину прогрева жидкости в НКТ в 1,2–1,4 раза и повысить эффективность термического воздействия ТО.

**Список источников**

1. Горбаченко В. С. Механизмы и факторы, определяющие процесс формирования асфальтсмолопарафиновых отложений на поверхности скважинного оборудования // Нефтегазовый инжиниринг. 2024. № 1. С. 41–48.
2. Гуторов А. Ю. Механизм и условия образования асфальтсмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. 2014. № 2. С. 23–27.
3. Гуськова И. А., Павлова А. И., Емельянычева С. Е. О проблемах формирования асфальтсмолопарафиновых отложений (АСПО) в трубопроводах и резервуарах, имеющих защитные антикоррозионные покрытия // Нефтепромысловое дело. 2010. № 9. С. 45–48.
4. Бурханов Р. Н., Гуськова И. А. О некоторых физических свойствах асфальтсмолопарафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. 2010. № 2. С. 53–56.
5. Горбаченко В. С., Демяненко Н.А. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтсмолопарафиновых отложений // Вестник Гомельского государственного технического университета им. ПО Сухого. 2016. Т. 1. № 3 (66). С. 17–23.
6. Горбаченко В. С., Демяненко Н.А. Индукционные нагреватели для борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями и алгоритм определения глубин их расстановки в скважине // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2024. № 4 (142). С. 31–38.
7. Майлат Я. А., Горбаченко В. С., Демяненко Н.А. Анализ действующих способов борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями на нефтяных месторождениях Припятского прогиба // Современные проблемы машиноведения: материалы XII Междунар. науч.- техн. конф. (науч. чтения, посвящ. П. О. Сухому), Гомель, 22–23 нояб. 2018 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Филиал ПАО «Компания «Сухой» ОКБ «Сухого»; под общ. ред. А. А. Бойко. Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. С. 288–290.
8. Халилова Г. А. Технология тепловых и химических методов борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями и их эффективность // Инновационные научные исследования. 2021. № 5–2 (7). С. 80–86. <https://doi.org/10.5281/zenodo.5041024>

9. Ле В. З., Велиев М. М. Технология удаления и предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 3 (97). С. 45–54.
10. Квашнина Я. В., Терехина Е. А., Боев И. Е. Сравнительный анализ методов борьбы с парафинистыми отложениями в скважине // Инновации. Наука. Образование. 2021. № 47. С. 1369–1373.
11. Сорокоумова И. Е. Анализ эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми и солевыми отложениями на Мамонтовском нефтяном месторождении // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири, Томск, 02–07 апреля 2012 года. Т. 2. Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2012. С. 132–135.
12. Альмухаметова Э. М., Габдрахманов Н. Х., Альмухаметов Ф. Ф. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях ванкорского газонефтяного месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). С. 14–21.
13. Стрелкова К. Ю., Гиляев Г. Г., Гиляев Г. Г. Причины образования и технологии борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями // Молодежная наука: Сборник лучших научных работ молодых ученых по результатам XLVII студенческой научной конференции, Краснодар, 24 февраля 2021 года / Отв. редактор С. А. Удодов. Краснодар: Кубанский государственный технологический университет, 2022. С. 66–74.
14. Низамов Э. Р. Анализ проблемы образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях ВУ ОНГКМ и возможные пути решения данной проблемы // Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика): Тезисы докладов XIII Всероссийской конференция молодых ученых, специалистов и студентов, Москва, 22–25 октября 2019 года. Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2019. С. 210–211.
15. Макаревич А. В., Банный В. А. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор в двух час-

- тях) Часть I // Экология промышленного производства. 2012. № 4. С. 9–14.
16. Сабырбаева Г. С. Осложнения при эксплуатации скважин с повышенным содержанием в продукции асфальтосмолопарафиновых веществ и борьба с ними // *Colloquium-Journal*. 2019. № 11–1 (35). С. 179–181.
  17. Решетникова Д. С., Кривова Н. Р., Колесник С. В., Федорова К. В. Применение ультразвуковой обработки пласта для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и солями на Самотлорском месторождении // *Нефтепромысловое дело*. 2014. № 8. С. 48–51.
  18. Белкина С. А. Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в НКТ // Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири: Сборник тезисов V региональной молодёжной конференции им. В. И. Шпильмана, Ханты-Мансийск, 29–30 марта 2017 года. Ханты-Мансийск: Общество с ограниченной ответственностью «Югорский формат», 2017. С. 8–12.
  19. Труханов Н. М., Костарев Н. А., Рыков А. А., Зорихина Л. И. Анализ эффективности тепловой обработки нефтяной скважины при различных расходах и типах теплоносителя // *Инновационные технологии: теория, инструменты, практика*. 2019. Т. 1. С. 221–225.
  20. Александров А. Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений на Кыртаельском нефтегазоконденсатном месторождении // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых, посвященной 35-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, Нижневартовск, 28 апреля 2016 года. Нижневартовск: Тюменский индустриальный университет, 2016. С. 149–156.

### References

1. Gorbachenko VS. Mechanisms and factors determining the process of formation of asphalt-resin-paraffin deposits on the surface of well equipment. *Oil and Gas Engineering*. 2024;(1):41-48. (In Russ.).
2. Gutorov AYu, Petrova LV. Mechanism and conditions of forma-

- tion of asphalt-resin-paraffin deposits in the conditions of the final stage of development of oil fields. *Oilfield Engineering*. 2014;(2):23-27. (In Russ.).
3. Guskova IA, Pavlova AI, Emelianycheva SE. On the problems of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) formation in pipelines and tanks with protective anti-corrosion coatings. *Oilfield Engineering*. 2010;(9):45-48. (In Russ.).
  4. Burkhanov RN, Guskova IA. On some physical properties of asphalt-resin-paraffin deposits. *Oilfield Engineering*. 2010;(2):53-56. (In Russ.).
  5. Gorbachenko VS, Demyanenko NA. Consideration of the formation process and study of the properties of asphalt-resin-paraffin deposits. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo* = *Bulletin of the Gomel State Technical University named after PO Sukhoi*. 2016;1(3(66)):17-23. (In Russ.).
  6. Gorbachenko VS, Demyanenko NA. Induction heaters for combating asphalt-resin-paraffin deposits and an algorithm for determining the depth of their placement in a well. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*. 2024;(142):31-38. (In Russ.).
  7. Mailat YaA, Gorbachenko VS, Demyanenko NA. Analysis of existing methods for combating asphalt-resin-paraffin deposits in the oil fields of the Pripyat Trough. *Modern problems of mechanical engineering: Proc. of the XII Int. sci.-tech. conf. (scientific readings dedicated to P. O. Sukhoi)*, Gomel, November 22–23, 2018. Ministry of Education of the Republic of Belarus, Gomel. Sukhoi State Technical University, Branch of PJSC Sukhoi Company of Sukhoi Design Bureau; under the general editorship of AA Boyko. Gomel: P. O. Sukhoi State Technical University; 2018:288-290. (In Russ.).
  8. Khalilova GA. Technology of thermal and chemical methods of combating asphalt-resin-paraffin deposits and their effectiveness. *Innovative scientific research*. 2021;(7):80-86. (In Russ.). <https://doi.org/10.5281/zenodo.5041024>
  9. Le VZ, Veliev MM. Asphaltene deposits removing and scale prevention. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*. 2014;(97):45-54. (In Russ.).
  10. Kvashnina YaV, Terebenina EA, Boev IE. Comparative analysis of methods for combating paraffin deposits in a well. *Innovatsii. Nauka. Obrazovanie* = *Innovations. Science. Education*. 2021;(47):1369-1373. (In Russ.).

11. Sorokoumova IE. Analysis of the efficiency of methods for combating asphalt, resin, paraffin and salt deposits at the Mamonovskoye oil field. Problems of Geology and Subsoil Development: Proceedings of the XVI International Symposium named after Academician MA. Usov of students and young scientists, dedicated to the 110th anniversary of the founding of mining and geological education in Siberia, Tomsk, April 2-7, 2012. Volume 2. Tomsk: National Research Tomsk Polytechnic University; 2012:132-135. (In Russ.).
12. Almukhametova EM, Gabdrakhmanov NKh, Almukhametov FF. Combating asphalt-resin-paraffin deposits in the conditions of the Vankor gas and oil field. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products. 2016;(103):14-21. (In Russ.).
13. Strelkova KYu, Gilaev GG, Gilaev GG. Causes of formation and technologies for combating asphalt-resin-paraffin deposits. Youth science: Collection of the best scientific works of young scientists based on the results of the XLVII student scientific conference, Krasnodar, February 24 - 23 2021. Responsible editor SA Udovov. Krasnodar: Kuban State Technological University; 2022:66-74. (In Russ.).
14. Nizamov ER. Analysis of the problem of asphalt-resin-paraffin deposits formation in the conditions of the VU ONGKM and possible solutions to this problem. New technologies in the gas industry (gas, oil, energy): Abstracts of reports of the XIII All-Russian Conference of Young Scientists, Specialists and Students, Moscow, October 22-25, 2019. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2019:210-211. (In Russ.).
15. Makarevich AV, Banny VA. Methods of combating ASPO in the oil industry (review in two parts) Part I. Èkologiâ promyshlennogo proizvodstva = Industrial ecology. 2012;(4):9-14. (In Russ.).
16. Sabyrbaeva GS. Complications during operation of wells with an high content of asphalt-resin-paraffin substances and the fight against them. Colloquium-Journal. 2019;(35):179-181. (In Russ.).
17. Reshetnikova DS, Krivova NR, Kolesnik SV, Fedorova KV. Application of ultrasonic treatment of the formation to combat asphaltene-resin-paraffin deposits and salts at the Samotlor field. Oilfield Engineering. 2014;(8):48-51. (In Russ.).
18. Belkina SA. Methods for removing asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing // Problems of rational nature management

and the history of geological prospecting in Western Siberia: Collection of abstracts of the V regional youth conference named after VI Shpilman, Khanty-Mansiysk, March 29-30, 2017. Khanty-Mansiysk: Limited Liability Company "Yugorsky Format"; 2017:8-12. (In Russ.).

19. Trukhanov NM, Kostarev NA, Rykov AA, Zorikhina LI. Analysis of the efficiency of heat treatment of an oil well at various flow rates and types of coolant. *Innovatsionnye tekhnologii: teoriya, instrumenty, praktika* = Innovative technologies: theory, tools, practice. 2019;1:221-225. (In Russ.).
20. Aleksandrov AN. Improving the efficiency of well operation with electric centrifugal pumps in conditions of asphalt-resin-paraffin deposits formation at the Kyrtael oil and gas condensate field. Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex: materials of the All-Russian scientific and practical conference of students, post-graduates and scientists dedicated to the 35th anniversary of the Tyumen Industrial University branch in Nizhnevartovsk, Nizhnevartovsk, April 28, 2016. Nizhnevartovsk: Tyumen Industrial University; 2016:149-156. (In Russ.).

### **Информация об авторе**

**Владислав Сергеевич Горбаченко** – исследователь технических наук, инженер-технолог 2 категории отдела техники и технологии добычи нефти и исследования скважин Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти, Researcher ID: LOS-7330-2024

### **Information about the author**

**Vladislav S. Gorbachenko** – Researcher of Technical Sciences, Engineer-Technologist of the 2nd Category of the Department of Equipment And Technology of Oil Production and Well Survey, Belarusian Research and Design Institute of Oil, Researcher ID: LOS-7330-2024



Научная статья  
УДК 622.279.51  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.6>

## ПРОГНОЗ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Розалия Кирилловна Добролюбова<sup>1\*</sup>,  
Екатерина Ивановна Инякина<sup>2</sup>,  
Иван Игнатьевич Краснов<sup>3</sup>,  
Владислав Витальевич Инякин<sup>4</sup>,  
Анастасия Федоровна Семененко<sup>5</sup>

<sup>1,3</sup> Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Политехнический институт (филиал) в г. Мирном (д. 14, ул. Ойунского, Мирный, Республика Саха (Якутия), 678174, Российская Федерация)

<sup>2,4,5</sup> Тюменский индустриальный университет (д. 38, ул. Володарского, Тюмень, 625000, Российская Федерация)

<sup>1</sup> [rose941101@mail.ru](mailto:rose941101@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0003-3815-4550>

<sup>2</sup> [injakinai@tyuiu.ru](mailto:injakinai@tyuiu.ru); <https://orcid.org/0000-0001-6835-8955>

<sup>3</sup> [iikrasnov17@gmail.com](mailto:iikrasnov17@gmail.com); <https://orcid.org/0000-0002-6368-3289>

<sup>4</sup> [vladislav.inyakin2011@yandex.ru](mailto:vladislav.inyakin2011@yandex.ru); <https://orcid.org/0000-0002-5205-2676>

<sup>5</sup> [semenenkoaf@tyuiu.ru](mailto:semenenkoaf@tyuiu.ru); <https://orcid.org/0009-0007-0004-3464>

\* Автор, ответственный за переписку

### Аннотация.

Проектирование и прогноз разработки газоконденсатных месторождений, сопровождающийся построением гидродинамических моделей (ГМ) формируется на основании РVT–модели пластовой многокомпонентной системы. Для создания такой модели применяется методика, основанная на уравнениях состояния и алгоритме моделирования парожидкостных переходов углеводородных смесей. Выполненные в рамках работы исследования контактным и дифференциальным способом на модели пластового флюида (МПФ) с имитацией процесса естественного истощения залежи доказали, что невысокое конденсатосодержание приводит к меньшим его потерям в пласте. Так на примере пластовой смеси Ковыктинского месторождения выявлено, что данное содержание конденсата в газе смещает давление максимальной конденсации в область более низких пластовых давлений. Продуктивный горизонт П является базовым объектом сосредоточения промышленных запасов газа и составляющих его компонентов. В верхней части терригенного комплекса чорской свиты он представлен средне-мелкозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями але-

ролитов и аргиллитов. По соотношению в разрезе прослоев песчаников и алевро-глинистых отложений парфеновский горизонт разделяется на два обособленных пласта (сверху-вниз:  $P_1$  и  $P_2$ ), где глинистая перемычка между ними во многих скважинах отсутствует. Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $P_1$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида позволили определить давление начала конденсации, которое составило 25,40 МПа и давление максимальной конденсации равное 7,50 МПа. Данные проведенных исследований позволяют формулировать прогнозные рекомендации по изменению свойств флюидов и коэффициента извлечения конденсата.

**Ключевые слова:** газоконденсатные месторождения, прогноз разработки месторождения, пластовые потери углеводородов, PVT-исследования, конденсат

**Для цитирования:** Добролюбова Р. К., Инякина Е. И., Краснов И. И., Инякин В. В., Семененко А. Ф. Прогноз потерь углеводородов в залежи при разработке газоконденсатных месторождений // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 111–142. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.6>

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 19.09.2024;  
одобрена после рецензирования 20.11.2024;  
принята к публикации 15.12.2024.

#### 2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences) Research article

### Forecast of hydrocarbon losses in deposits during the development of gas condensate fields

Rozalia K. Dobrolyubova<sup>1\*</sup>,  
Ekaterina I. Inyakina<sup>2</sup>,  
Ivan I. Krasnov<sup>3</sup>,  
Vladislav V. Inyakin<sup>4</sup>,  
Anastasia F. Semenenko<sup>5</sup>

<sup>1,3</sup> Mirny Polytechnic Institute (branch), North-Eastern Federal University (14, Oyunsky St., Mirny, Republic of Sakha (Yakutia), 678174, Russian Federation)

<sup>2,4,5</sup> Tyumen Industrial University (38, Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russian Federation)

<sup>1</sup> [rose941101@mail.ru](mailto:rose941101@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0003-3815-4550>

<sup>2</sup> [inyakinaei@tyuiu.ru](mailto:inyakinaei@tyuiu.ru); <https://orcid.org/0000-0001-6835-8955>

<sup>3</sup> iikrasnov17@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-6368-3289>

<sup>4</sup> vladislav.inyakin2011@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5205-2676>

<sup>5</sup> semenenkoaf@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0009-0007-0004-3464>

\* Corresponding author

#### Abstract.

The design and forecast of the development of gas condensate fields, accompanied by the construction of hydrodynamic models (HM), is based on the PVT model of a reservoir multicomponent system. To create such a model, a technique based on equations of state and an algorithm for modeling vapor-liquid transitions of hydrocarbon mixtures is used. The studies performed in the framework of the work by the contact and differential method on the reservoir fluid model (MPF) with imitation of the process of natural depletion of the deposit proved that low condensate content leads to lower losses in the reservoir. Thus, using the example of a reservoir mixture of the Kovyktinskoye field, it was revealed that this condensate content in the gas shifts the pressure of maximum condensation to the region of lower reservoir pressures. The productive horizon P is the basic object of concentration of industrial gas reserves and its constituent components. In the upper part of the terrigenous complex of the Chorskaya formation, it is represented by medium-fine-grained sandstones with subordinate layers of siltstones and mudstones. According to the ratio in the section of sandstone interlayers and silt-clay deposits, the Parthenovsky horizon is divided into two separate layers (from top to bottom:  $P_1$  and  $P_2$ ), where there is no clay bridge between them in many wells. The results of the forecast of hydrocarbon losses in the  $P_1$  reservoir, that were performed using algorithms for modeling vapor-liquid equilibrium on a reservoir fluid model, allowed us to determine the pressure of the beginning of condensation, which was 25.40 MPa and the maximum condensation pressure equal to 7.50 MPa. The data of the conducted studies allow us to formulate predictive recommendations on changes in the properties of fluids and the condensate recovery coefficient.

#### Keywords:

gas condensate fields, forecast of field development, reservoir losses of hydrocarbons, PVT research, condensate

#### For citation:

Dobrolyubova RK, Inyakina EI, Krasnov II, Inyakin VV, Semenenko AF. Forecast of hydrocarbon losses in deposits during the development of gas condensate fields. *Science. Innovations. Technologies*. 2024;(4):111-142. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.6>

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 19.09.2024;  
approved after reviewing 20.11.2024;  
accepted for publication 15.12.2024.

## Введение

Проектирование и прогноз разработки газоконденсатных месторождений, сопровождающийся построением гидродинамических моделей (ГМ), формируется на основании *PVT*-модели пластовой многокомпонентной системы. Для создания такой модели применяется методика, основанная на уравнениях состояния и алгоритме моделирования парожидкостных переходов углеводородных смесей. Выполненные в рамках работы исследования контактным и дифференциальным способом на модели пластового флюида (МПФ) с имитацией процесса естественного истощения залежи доказали, что невысокое конденсатосодержание приводит к меньшим его потерям в пласте. Так на примере пластовой смеси Ковыктинского месторождения выявлено, что данное содержание конденсата в газе смещает давление максимальной конденсации в область более низких пластовых давлений.

Расчеты показали приемлемое для практического применения совпадение *PVT*-экспериментальных и теоретических результатов. Результаты проведенных исследований позволяют формулировать прогнозные рекомендации по изменению свойств флюидов и коэффициента извлечения конденсата.

## Материалы и методы исследований

Исследования термодинамических свойств газоконденсатных систем и прогноз пластовых потерь конденсата в залежи выполнялись с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на моделях фазового состояния с имитацией процесса разработки в режиме естественного истощения [1–3]. При моделировании в *PVT*-дизайнере TNavigator подбирались параметры смеси, которые в дальнейшем были использованы как переменные в адаптации экспериментов. Для создания модели пластового флюида (МПФ) использовались многокомпонентные системы анализируемого состава в пределах парфеновских отложений Ковыктинского месторождения. Пластовая система состояла из индивидуальных летучих и жидких углеводородных компонентов с различным потенциальным содержанием конденсата в составе природного газа [4, 5, 6]. В рассматриваемом случае исполь-

зовалось модифицированное уравнение Пенга-Робинсона с функцией корректировки объема Peneloux (Т). В нашем случае, по полученным данным CVD- эксперимента строилась зависимость потерь конденсата и коэффициента объемного расширения газа от текущего давления в залежи [7–12]. Настройка МПФ выполнялась после каждого этапа адаптации свойств флюидодинамической смеси с указанием молекулярной массы [13–17]. Также по методике «Газпром ВНИИГАЗ» определялось давление начала конденсации и максимальной конденсации тяжелых фракций углеводородов для условий разработки пластов  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  Ковыктинского месторождения [18, 19].

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Промышленные углеводородные скопления парфеновского горизонта в вендских резервуарах доказаны на Ковыктинском газоконденсатном месторождении. Данный горизонт залегает в верхней части терригенного комплекса чорской свиты и представлен средне-мелкозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. По соотношению в разрезе прослоев песчаников и алевро-глинистых отложений парфеновский горизонт разделяется на два обособленных пласта (сверху-вниз:  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ ), где глинистая перемычка между ними во многих скважинах отсутствует. Горизонт является базовым объектом сосредоточения промышленных запасов газа и составляющих его компонентов. В основном блоке выделены две газоконденсатные залежи – северная и основная. При испытании в скважинах № 174 и № 4 получены притоки газоконденсатной смеси дебитами, соответственно, 23,5 и 11,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При совместном опробовании пластов  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  на штуцере диаметром 8,0 мм в открытом стволе: в скважине № 51 в интервале (от минус 2 198,5 до минус 2 306,0 м) получены повышенные газопоказания дебитом 133,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут; в скважине № 15 в интервале (от минус 2 188,5 до минус 2 275,5 м) получен газ дебитом 180,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут; в скважине № 21 в интервале (от минус 2 195,3 до минус 2 283,3 м) получен газ дебитом 100,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут; в скважине № 67 в интервале (от минус 2 180,1 до минус 2 278,1 м) дебит газа составил 146,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Коэффициент пористости в продуктивной части по данным ГИС 20 определений в среднем составляет 0,11 д. ед. с диапазоном изменения от 0,08 до 0,15 д. ед. Средний коэффициент газонасыщенности – 0,73 д. ед. с диапазоном изменения от 0,55 до 0,89 д. ед. по 9 определениям. Проницаемость в продуктивной части в среднем составляет  $2,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> с диапазоном изменения от  $0,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $19,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по 20 определениям.

Анализируя результаты исследований необходимо отметить, что отбор проб производился согласно действующей инструкции Р Газпром 086-2010, при определении начального состава пластового газа и его свойств. Выявлено, что информативными для моделирования являются данные газоконденсатных исследований, выполненные сепарационными методами и на режиме с соблюдением условий полного выноса жидкости с забоя скважин: депрессия на пласт не более 20 % и скорость потока не менее 2,5 м/с. Обобщая результаты анализа промысловых испытаний парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ, можно заключить следующее: отсутствие результатов по определению профиля притока при совместном испытании пластов  $\Pi_1 + \Pi_2$  затрудняет возможность оценить вклад каждого пласта в величину потенциального содержания конденсата в пластовом газе. В лабораторных условиях пробы насыщенного конденсата были разгазированы, определено количество стабильной жидкой фазы и объем выделившихся газов дегазации. Хроматографическим способом установлен их компонентный состав, определена плотность стабильного конденсата и значение молекулярной массы. Исходя из состава газа сепарации и данных разгазирования проб конденсата, был рассчитан состав пластового газа.

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $63,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 1 и рисунке 1–3.

Таким образом, в опыте с точки давления начала конденсации – 25,40 МПа до максимальной конденсации – 7,5 МПа идет процесс конденсации тяжелых фракций углеводородов, затем процесс рет-

Таблица 1.

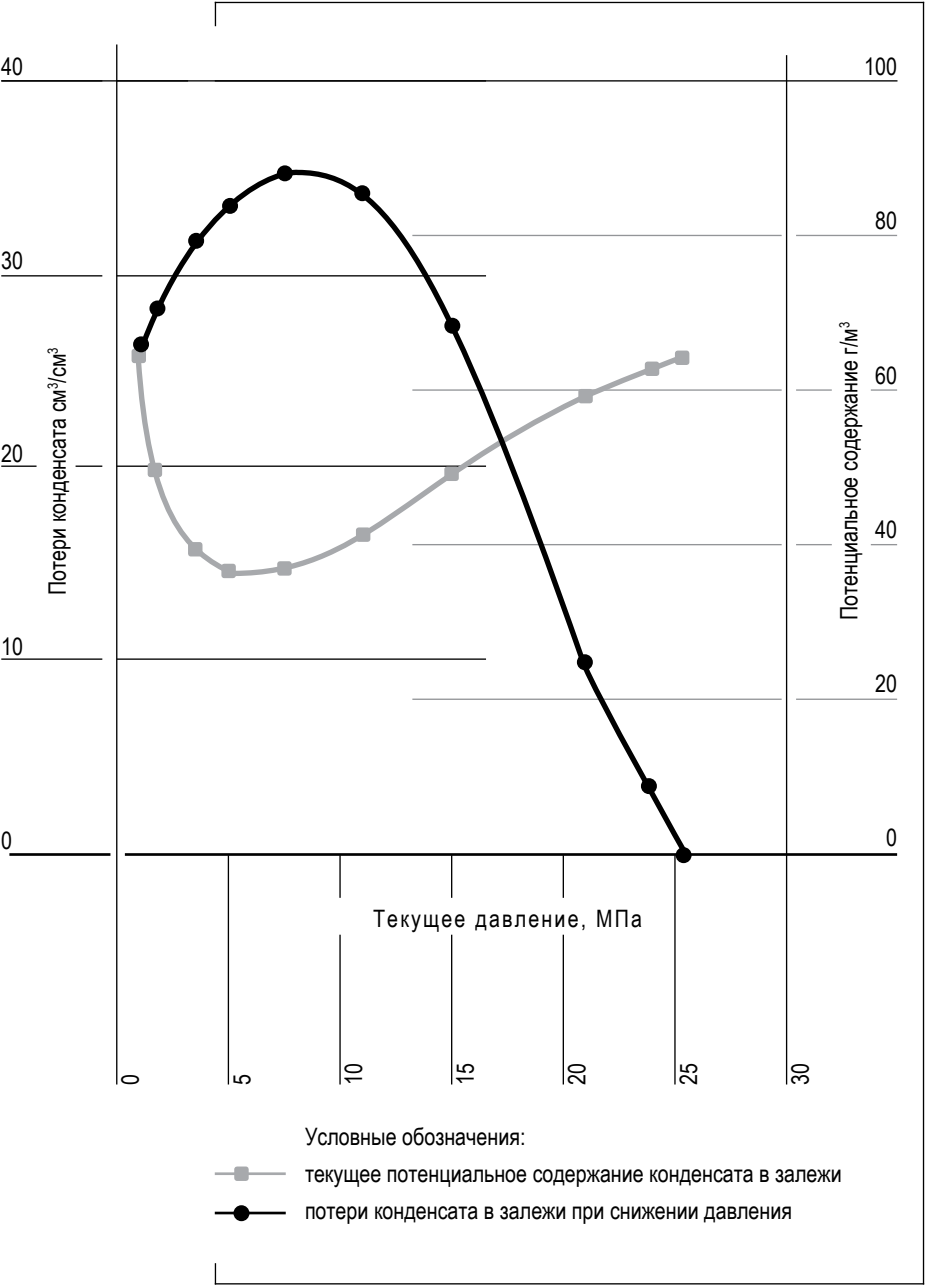
РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА П1 ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ И ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ГАЗЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ КОВЫКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Table 1. Results of forecasting hydrocarbon losses in reservoir P<sub>1</sub> gas-condensate mixture and potential condensate content in gas when reservoir pressure changes for the conditions of the Kovyktinskoye field

| № п.п. | Углеводородная смесь для условий пласта П1 с потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе равном 63,8 гр/м³ |                                  |                                |                                                      |
|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|------------------------------------------------------|
|        | Текущее давление в залежи, МПа                                                                                       | Потери конденсата в залежи, г/м³ | Текущее давление в залежи, МПа | Потенциальное содержание конденсата в залежи, см³/м³ |
| 1      | 2                                                                                                                    | 3                                | 4                              | 5                                                    |
| 1      | 25,4                                                                                                                 | 0,01                             | 25,4                           | 63,8                                                 |
| 2      | 24,0                                                                                                                 | 3,5                              | 24,0                           | 62,3                                                 |
| 3      | 21,0                                                                                                                 | 9,9                              | 21,0                           | 59,3                                                 |
| 4      | 15,0                                                                                                                 | 27,3                             | 15,0                           | 49,1                                                 |
| 5      | 11,0                                                                                                                 | 34,2                             | 11,0                           | 41,5                                                 |
| 6      | 7,5                                                                                                                  | 35,1                             | 7,5                            | 37,2                                                 |
| 7      | 5,0                                                                                                                  | 33,4                             | 5,0                            | 36,8                                                 |
| 8      | 3,5                                                                                                                  | 31,5                             | 3,5                            | 39,1                                                 |
| 9      | 1,7                                                                                                                  | 28,2                             | 1,7                            | 49,7                                                 |
| 10     | 1,0                                                                                                                  | 26,5                             | 1,0                            | 63,8                                                 |
| 11     | 0,00                                                                                                                 | 0,0                              | 0,00                           | 63,8                                                 |

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

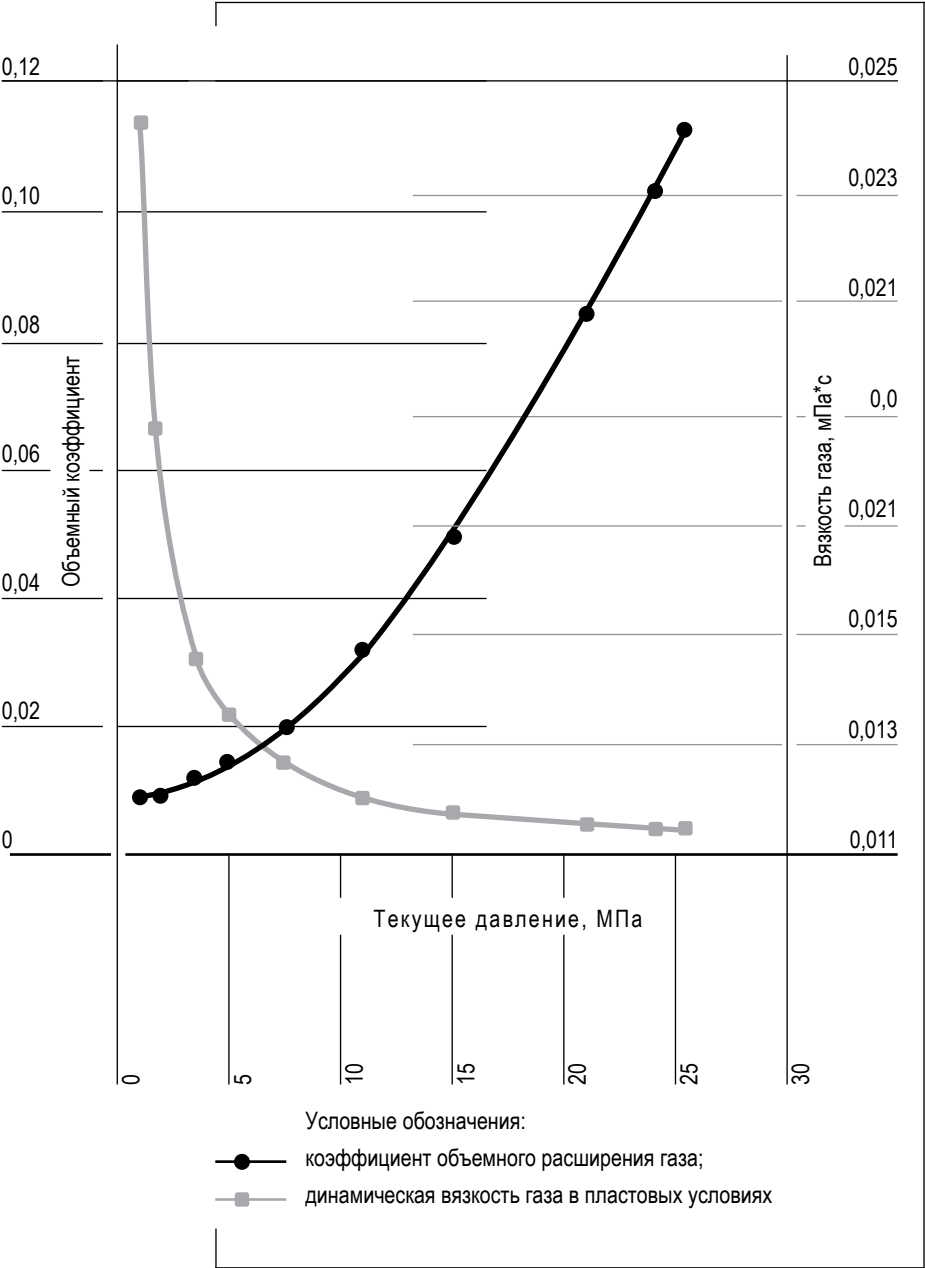


**Рис. 1. Динамика потенциального содержания конденсата в газе и потери углеводородов при изменении давления пластовой системы.**

Fig. 1. Dynamics of potential condensate content in gas and hydrocarbon loss with changes in reservoir system pressure.

Источник: составлено авторами.

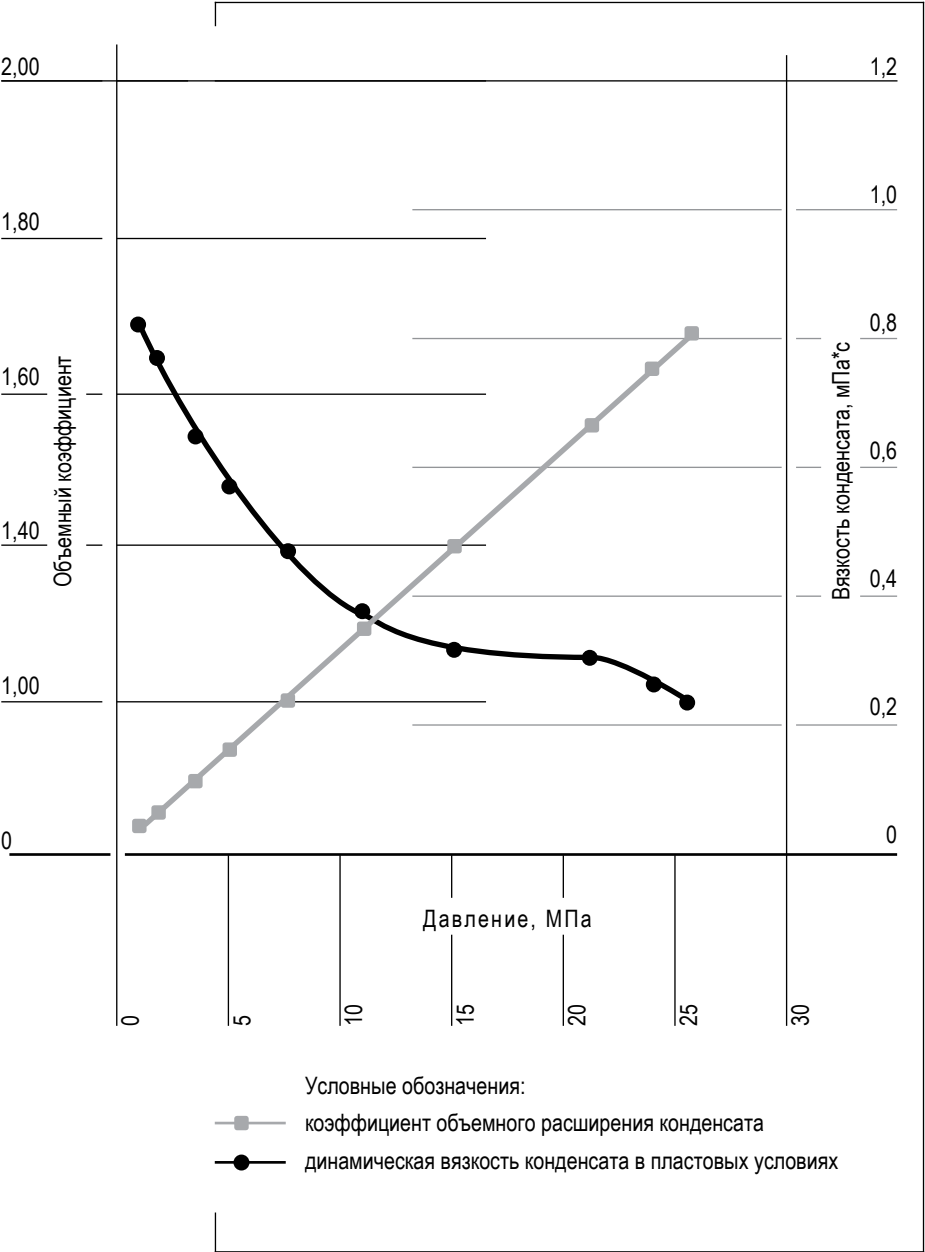
Source: compiled by the authors.



**Рис. 2.** Зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи.

Fig. 2. Dependence of the dynamic viscosity of gas and the coefficient of volumetric expansion of gas on changes in pressure in the reservoir.

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.



**Рис. 3. Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи.**

Fig. 3. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in the reservoir.

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

роградного испарения. В опыте при давлении начала конденсации потенциальное содержание конденсата составило  $63,8 \text{ гр/м}^3$ , затем в процессе конденсации снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $37,2 \text{ гр/м}^3$ .

По полученным результатам эксперимента видим, что в период конденсации пластовой углеводородной системы, а затем в процессе ретроградного испарения динамическая вязкость газа снижается. В точке давления начала конденсации динамическая вязкость газа составляет  $0,0241 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , с изменением коэффициента объемного расширения динамическая вязкость газа снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $0,0133 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Также по полученным результатам эксперимента (рис. 3) мы можем наблюдать, что в период конденсации (от пластового давления до давления максимальной конденсации) пластовой углеводородной системы и процессе ретроградного испарения динамическая вязкость конденсата увеличивается. В точке давления начала конденсации ( $25,4 \text{ МПа}$ ) динамическая вязкость конденсата составляет  $0,2397 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , с изменением коэффициента объемного расширения динамическая вязкость конденсата увеличивается и при давлении максимальной конденсации равно  $0,4650 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $11,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 2.

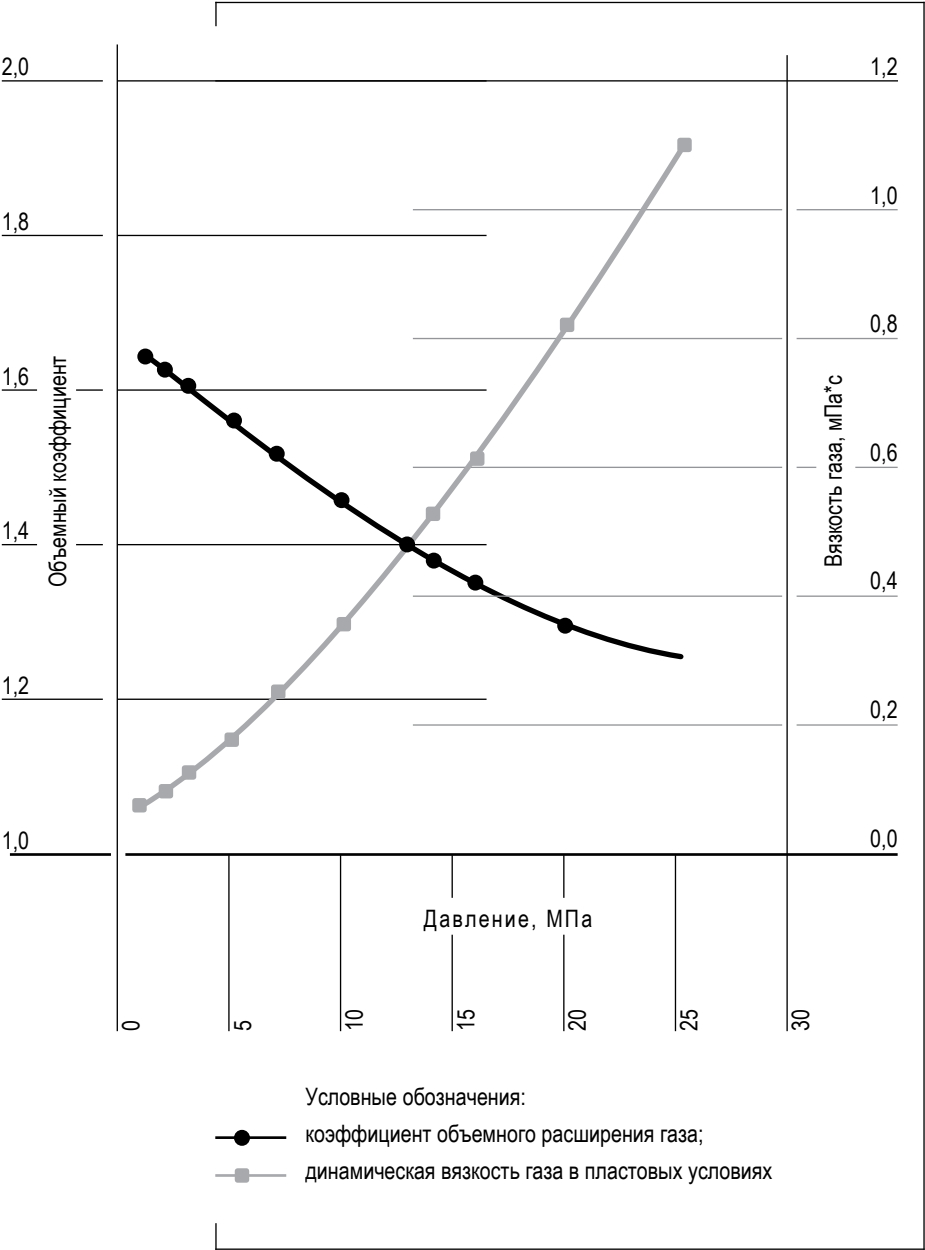
Таким образом, в опыте при давлении начала конденсации ( $25,4 \text{ МПа}$ ) потенциальное содержание конденсата составило  $11,0 \text{ гр/м}^3$ , затем в процессе конденсации снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $6,5 \text{ гр/м}^3$ . Потери конденсата в залежи при давлении максимальной конденсации составили  $3,6 \text{ г/м}^3$ . С точки давления начала конденсации –  $25,40 \text{ МПа}$  до максимальной конденсации –  $5,0 \text{ МПа}$  идет процесс конденсации, затем процесс ретроградного испарения.

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1 + \Pi_2$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания

Таблица 2. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА П1 И ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ГАЗЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ КОВЫКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Table 2. Results of forecasting hydrocarbon losses in reservoir P<sub>1</sub> and potential condensate content in gas with changes in reservoir pressure for the conditions of the gas-condensate mixture of the Kovyktinskoye field

| № п.п. | Углеводородная смесь с потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе равном 11,0 см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> |                                              |                                |                                                                               |
|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
|        | Текущее давление в залежи, МПа                                                                                           | Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup> | Текущее давление в залежи, МПа | Потенциальное содержание конденсата в залежи, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> |
| 1      | 2                                                                                                                        | 3                                            | 4                              | 5                                                                             |
| 1      | 25,4                                                                                                                     | 0,0                                          | 25,4                           | 11,0                                                                          |
| 2      | 20,0                                                                                                                     | 0,0                                          | 20,0                           | 11,0                                                                          |
| 3      | 16,0                                                                                                                     | 0,0                                          | 16,0                           | 11,0                                                                          |
| 4      | 14,1                                                                                                                     | 0,0                                          | 14,1                           | 11,0                                                                          |
| 5      | 13,0                                                                                                                     | 1,0                                          | 13,0                           | 10,2                                                                          |
| 6      | 10,0                                                                                                                     | 2,8                                          | 10,0                           | 8,3                                                                           |
| 7      | 7,0                                                                                                                      | 3,5                                          | 7,0                            | 7,0                                                                           |
| 8      | 5,0                                                                                                                      | 3,6                                          | 5,0                            | 6,5                                                                           |
| 9      | 3,0                                                                                                                      | 3,4                                          | 3,0                            | 6,6                                                                           |
| 10     | 2,0                                                                                                                      | 3,2                                          | 2,0                            | 7,3                                                                           |
| 11     | 1,0                                                                                                                      | 2,8                                          | 1,0                            | 9,5                                                                           |

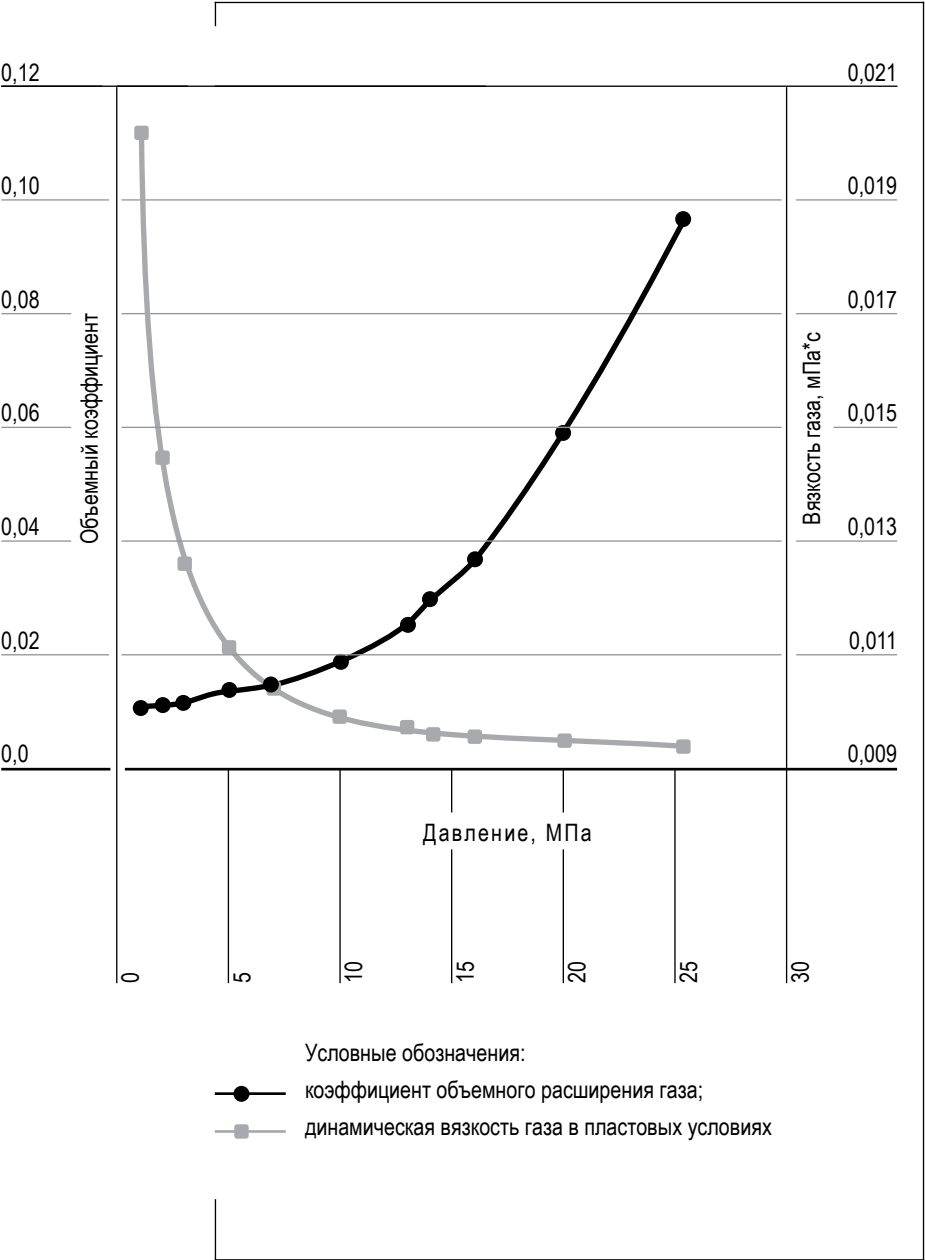
Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.



**Рис. 4.** Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи.

Fig. 4. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in the reservoir

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.



**Рис. 5. Зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи.**

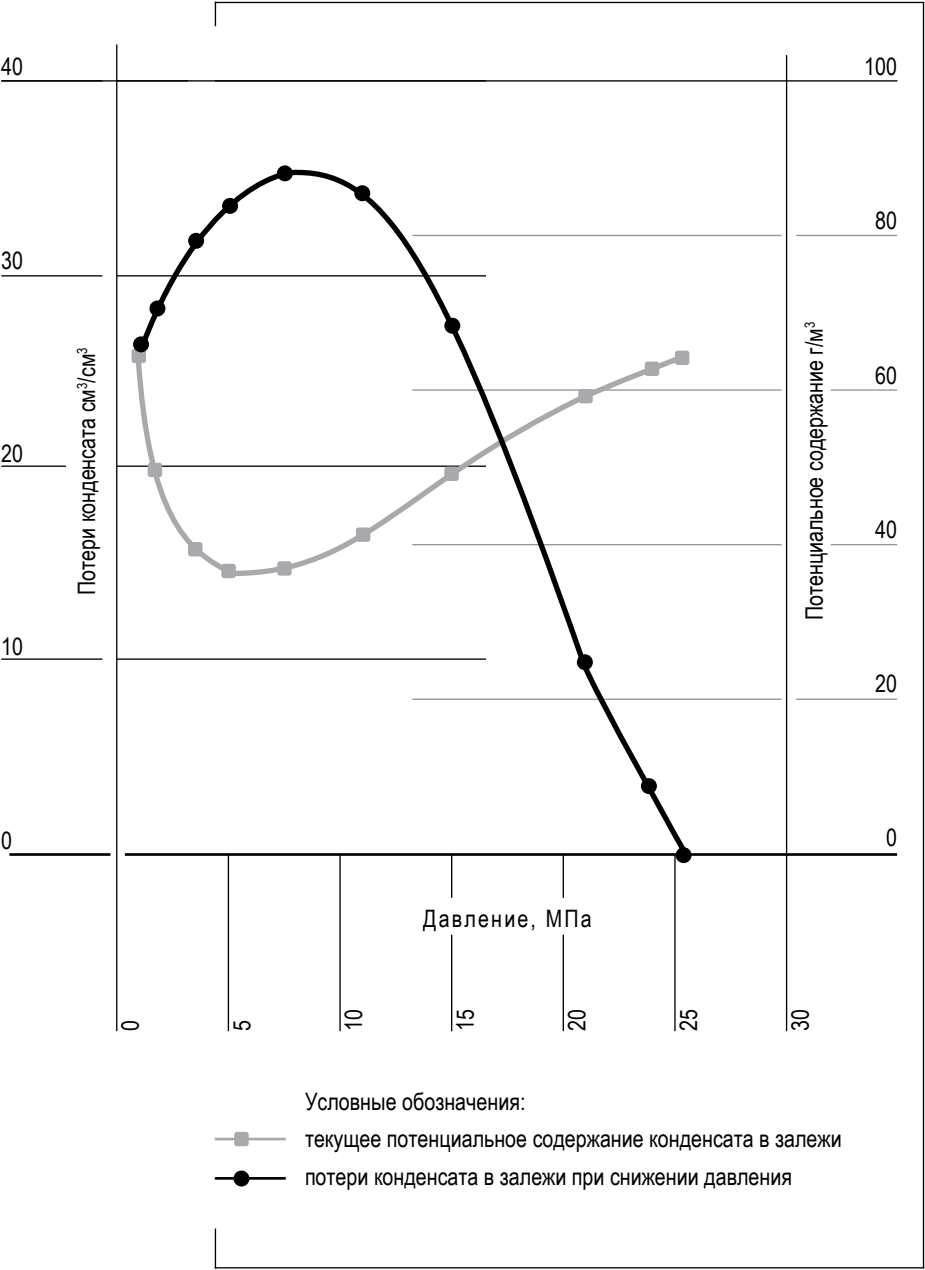
Fig. 5. Dependence of the dynamic viscosity of gas and the coefficient of volumetric expansion of gas on changes in pressure in the reservoir

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

ТАБЛИЦА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА  $P_1 + P_2$  ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ И ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ГАЗЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
Table 3. Results of the forecast of hydrocarbon losses in the  $P_1 + P_2$  reservoir of the gas-condensate mixture and the potential condensate content in the gas when the reservoir pressure changes

| №  | Углеводородная смесь для условий пласта $P_1 + P_2$ с потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе равном 11,0 см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Пласт |                                                 |                                  |                                                                                  |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
|    | Текущее давление в залежи, (МПа)                                                                                                                              | Потери конденсата в залежи, (г/м <sup>3</sup> ) | Текущее давление в залежи, (МПа) | Потенциальное содержание конденсата в залежи, (см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ) |
| 1  | 25,4                                                                                                                                                          | 0,0                                             | 25,4                             | 11,0                                                                             |
| 2  | 20,0                                                                                                                                                          | 0,0                                             | 20,0                             | 11,0                                                                             |
| 3  | 18,0                                                                                                                                                          | 0,0                                             | 18,0                             | 11,0                                                                             |
| 4  | 16,0                                                                                                                                                          | 0,0                                             | 16,0                             | 11,0                                                                             |
| 5  | 14,1                                                                                                                                                          | 0,0                                             | 14,1                             | 11,0                                                                             |
| 6  | 13,0                                                                                                                                                          | 1,0                                             | 13,0                             | 10,2                                                                             |
| 7  | 10,0                                                                                                                                                          | 2,8                                             | 10,0                             | 8,3                                                                              |
| 8  | 7,0                                                                                                                                                           | 3,6                                             | 7,0                              | 7,0                                                                              |
| 9  | 5,0                                                                                                                                                           | 3,6                                             | 5,0                              | 6,5                                                                              |
| 10 | 3,0                                                                                                                                                           | 3,4                                             | 3,0                              | 6,6                                                                              |
| 11 | 2,0                                                                                                                                                           | 3,2                                             | 2,0                              | 7,3                                                                              |
| 12 | 1,0                                                                                                                                                           | 2,9                                             | 1,0                              | 9,5                                                                              |

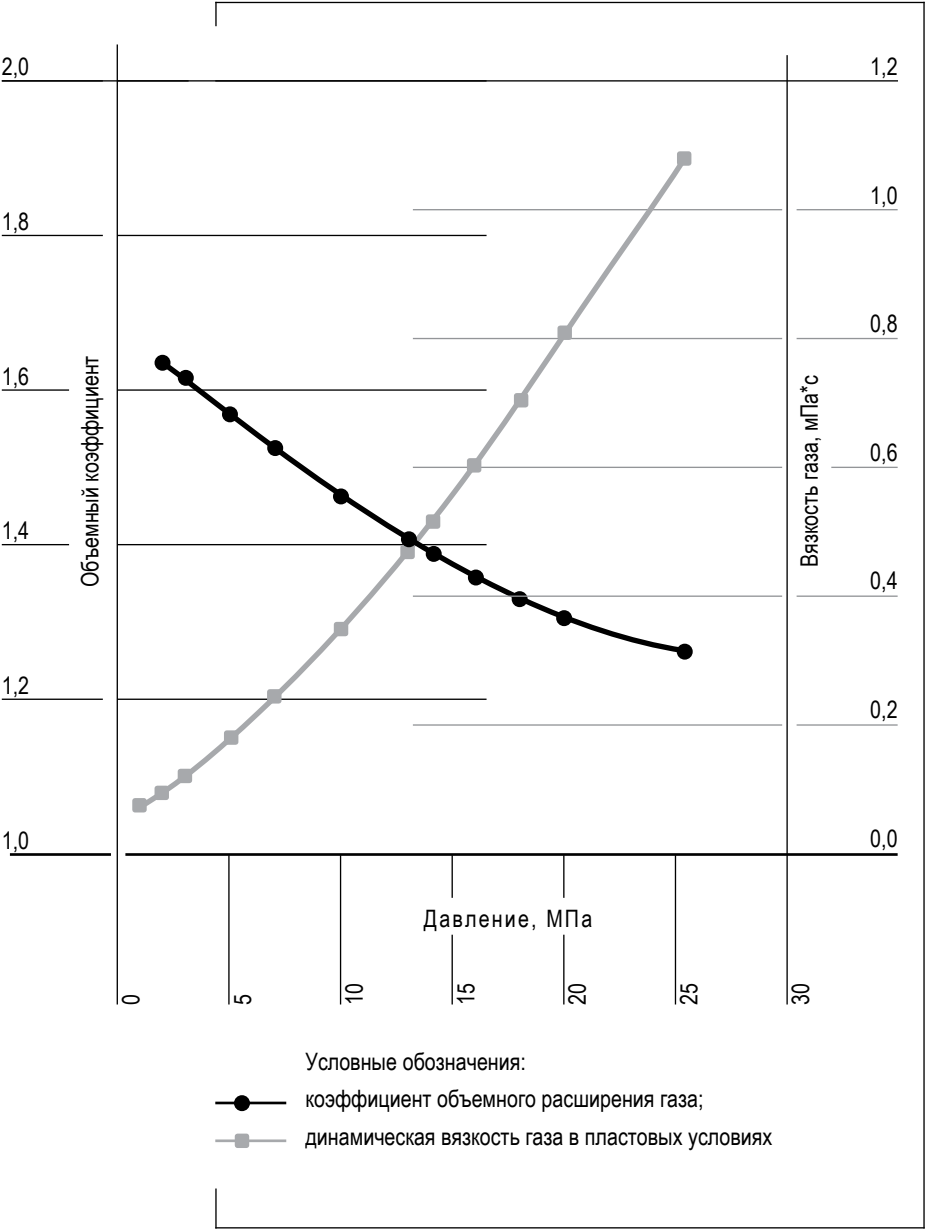
Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.



**Рис. 6. Динамика потенциального содержания конденсата в пластовом газе и потери углеводородов при изменении пластового давления.**

Fig. 6. Dynamics of potential condensate content in reservoir gas and hydrocarbon losses when reservoir pressure changes

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors



**Рис. 7. Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи.**

Fig. 7. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in the reservoir

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors

конденсата в газе  $11,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 3 и рисунке 6.

По полученным данным эксперимента видим (табл. 3 и рис. 6), что в период конденсации пластовой углеводородной системы и процессе ретроградного испарения потенциальное содержание конденсата увеличивается. В точке давления начала конденсации (25,4 МПа) потенциальное содержание конденсата составляет  $65 \text{ г}/\text{м}^3$ , с изменением коэффициента объемного расширения потенциальное содержание конденсата снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $40 \text{ г}/\text{м}^3$ .

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $11,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 2.

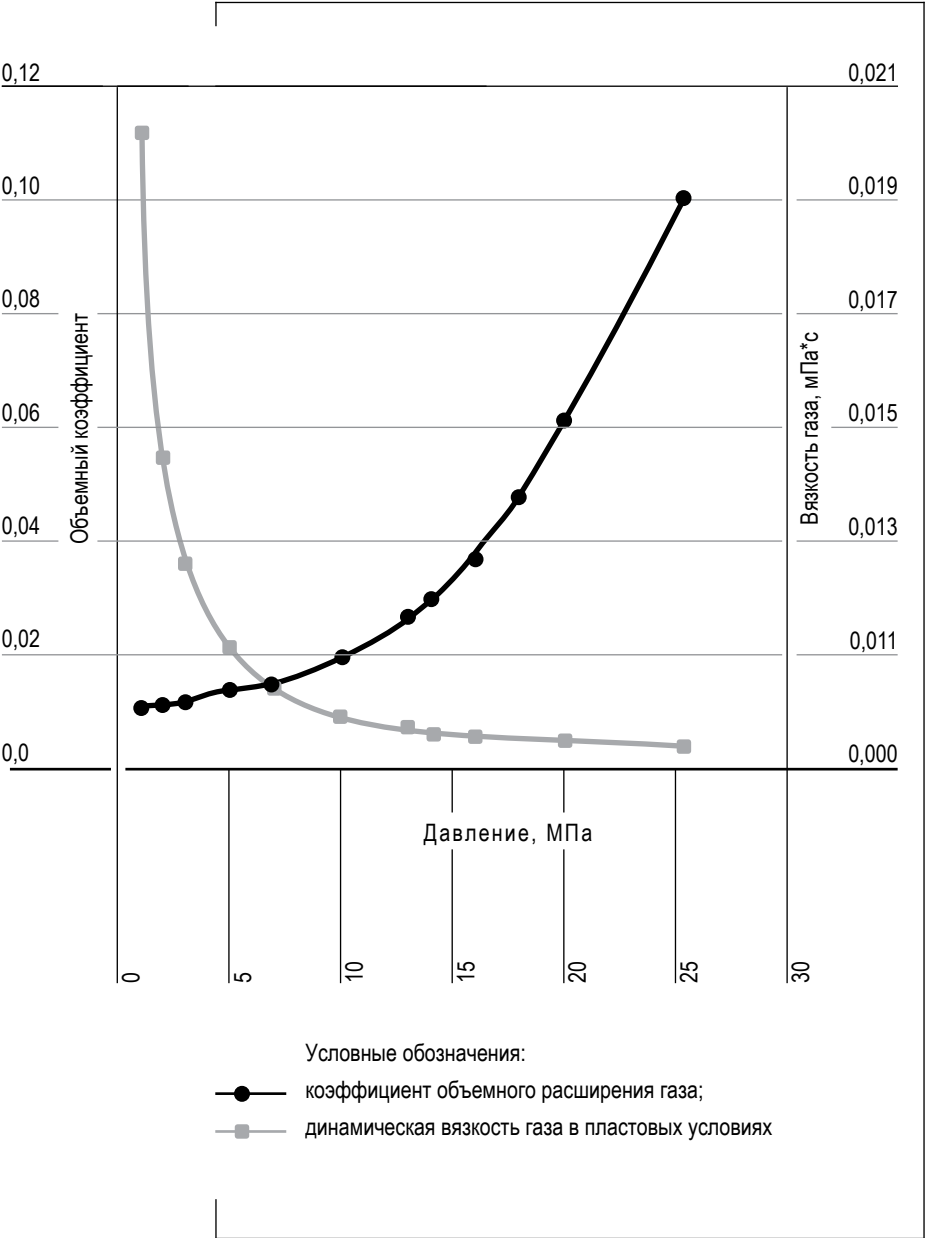
Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления залежи приведена на рисунке 7.

По полученным кривым можно наблюдать, что при давлении начала конденсации вязкость конденсата увеличивается от  $0,3138 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  до  $0,760 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , а объемный коэффициент начинается снижаться.

Далее была построена зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи (рис. 8).

Также по полученным результатам эксперимента (рис. 8) мы можем наблюдать, что период конденсации пластовой углеводородной системы и процессе ретроградного испарения динамическая вязкость газа снижается. В точке давления начала конденсации (25,4 МПа) динамическая вязкость конденсата составляет  $0,0191 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , с изменением коэффициента объемного расширения динамическая вязкость газа снижается и при давлении максимальной конденсации равна  $0,0105 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_2$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденса-



**Рис. 8. Зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи.**

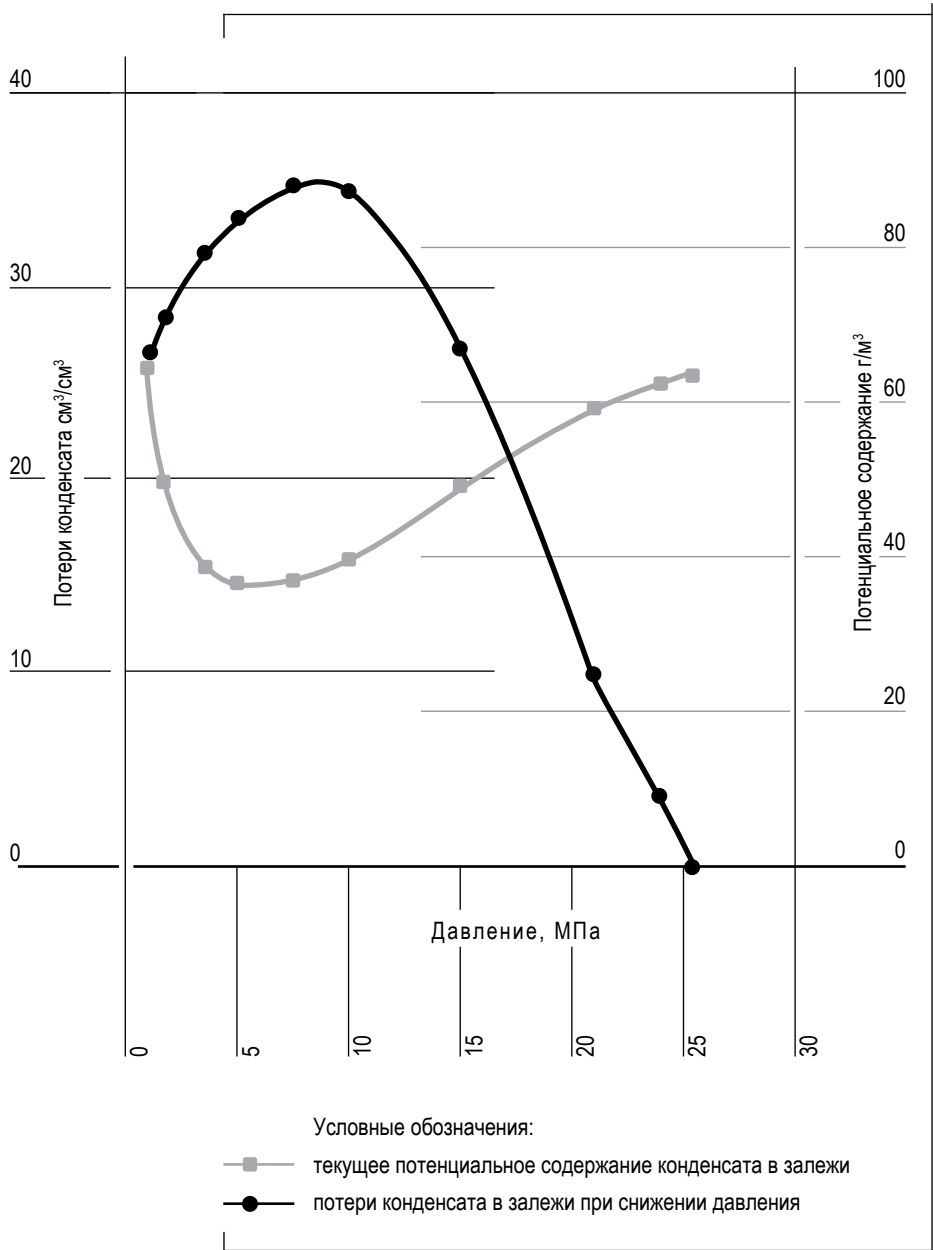
Fig. 8. Dependence of the dynamic viscosity of gas and the coefficient of volumetric expansion of gas on changes in pressure in the reservoir.

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

Таблица 4. ДИНАМИКА ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА  
В ПЛАСТОВОМ ГАЗЕ И ПОТЕРИ УГЛЕВОДОРОДОВ  
ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
Table 4. Dynamics of potential condensate content in reservoir gas and  
hydrocarbon losses when reservoir pressure changes

| №<br>п.п. | Пластовая углеводородная смесь,<br>Пласт 2 |                                           |                                         |                                                                  |
|-----------|--------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------------------------------------|
|           | Текущее<br>давление<br>в залежи,<br>МПа    | Потери<br>конденсата<br>в залежи,<br>г/м³ | Текущее<br>давление<br>в залежи,<br>МПа | Потенциальное<br>содержание<br>конденсата<br>в залежи,<br>см³/м³ |
| 1         | 2                                          | 3                                         | 4                                       | 5                                                                |
| 1         | 25,4                                       | 0,0                                       | 25,4                                    | 63,8                                                             |
| 2         | 24,0                                       | 3,5                                       | 24,0                                    | 62,3                                                             |
| 3         | 21,0                                       | 9,8                                       | 21,0                                    | 59,3                                                             |
| 4         | 15,0                                       | 27,1                                      | 15,0                                    | 49,1                                                             |
| 5         | 10,0                                       | 35,0                                      | 10,0                                    | 40,1                                                             |
| 6         | 7,5                                        | 35,2                                      | 7,5                                     | 37,2                                                             |
| 7         | 5,0                                        | 33,5                                      | 5,0                                     | 36,8                                                             |
| 8         | 3,5                                        | 31,7                                      | 3,5                                     | 39,2                                                             |
| 9         | 1,7                                        | 28,4                                      | 1,7                                     | 49,9                                                             |
| 10        | 1,0                                        | 26,7                                      | 1,0                                     | 64,1                                                             |

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors



**Рис. 9.** Динамика потенциального содержания конденсата в пластовом газе и потери углеводородов при изменении пластового давления Пласт  $P_1 + P_2$ .

Fig. 9. Dynamics of potential condensate content in reservoir gas and hydrocarbon losses when reservoir pressure changes Reservoir  $P_1 + P_2$ .

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

та в газе  $63,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 4.

Таким образом, в опыте при давлении начала конденсации (25,4 МПа) потенциальное содержание конденсата составило  $63,8 \text{ г}/\text{м}^3$ , затем в процессе конденсации снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $37,20 \text{ г}/\text{м}^3$ . Потери конденсата в залежи при давлении максимальной конденсации составили  $35,2 \text{ г}/\text{м}^3$ . С точки давления начала конденсации – 25,40 МПа до максимальной конденсации – 7,50 МПа идет процесс конденсации, затем процесс ретроградного испарения.

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_2$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $63,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 5.

Также по полученным результатам эксперимента (рис. 10) мы можем наблюдать, что период конденсации пластовой углеводородной системы и процессе ретроградного испарения и динамическая вязкость газа увеличивается. В точке давления начала конденсации (25,4 МПа) динамическая вязкость конденсата составляет  $0,2641 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , с изменением коэффициента объемного расширения динамическая вязкость газа увеличивается и при давлении максимальной конденсации равна  $0,41 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Результаты динамической вязкости пластового газа и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи пласта  $\Pi_2$  газоконденсатной смеси, выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 6.

Таблица 5.

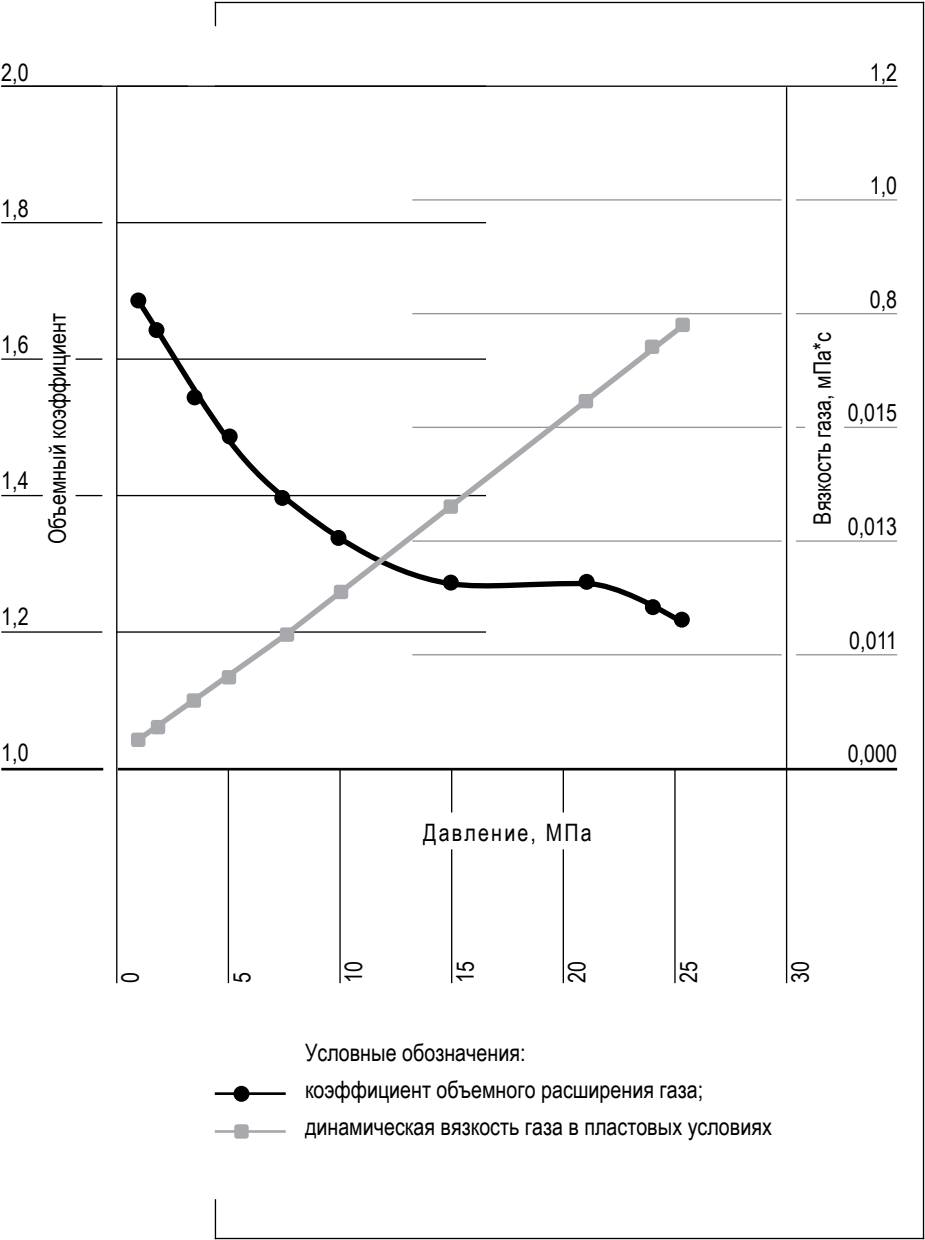
ЗАВИСИМОСТЬ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ КОНДЕНСАТА И КОЭФФИЦИЕНТА ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ

Table 5. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in the reservoir

| № п.п. | Пластовая углеводородная смесь, Пласт П2 (модель № 4) |                                    |                                             |                                           |
|--------|-------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------|
|        | Текущее давление в залежи, (МПа)                      | Потери конденсата в залежи, (г/м³) | Коэффициент объемного расширения конденсата | Динамическая вязкость конденсата, (мПа·с) |
| 1      | 2                                                     | 3                                  | 4                                           | 5                                         |
| 1      | 25,4                                                  | 0,0                                | 1,6512                                      | 0,2643                                    |
| 2      | 24,0                                                  | 3,5                                | 1,6178                                      | 0,2926                                    |
| 3      | 21,0                                                  | 9,8                                | 1,5444                                      | 0,3339                                    |
| 4      | 15,0                                                  | 27,1                               | 1,3870                                      | 0,3399                                    |
| 5      | 10,0                                                  | 35,0                               | 1,2596                                      | 0,4100                                    |
| 6      | 7,5                                                   | 35,2                               | 1,1969                                      | 0,4818                                    |
| 7      | 5,0                                                   | 33,5                               | 1,1351                                      | 0,5839                                    |
| 8      | 3,5                                                   | 31,7                               | 1,0991                                      | 0,6619                                    |
| 9      | 1,7                                                   | 28,4                               | 1,0586                                      | 0,7754                                    |
| 10     | 1,0                                                   | 26,7                               | 1,0434                                      | 0,8251                                    |

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



**Рис. 10. Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи Пласт П<sub>2</sub>.**

Fig. 10. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in Reservoir P<sub>2</sub>.

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

ТАБЛИЦА 6.

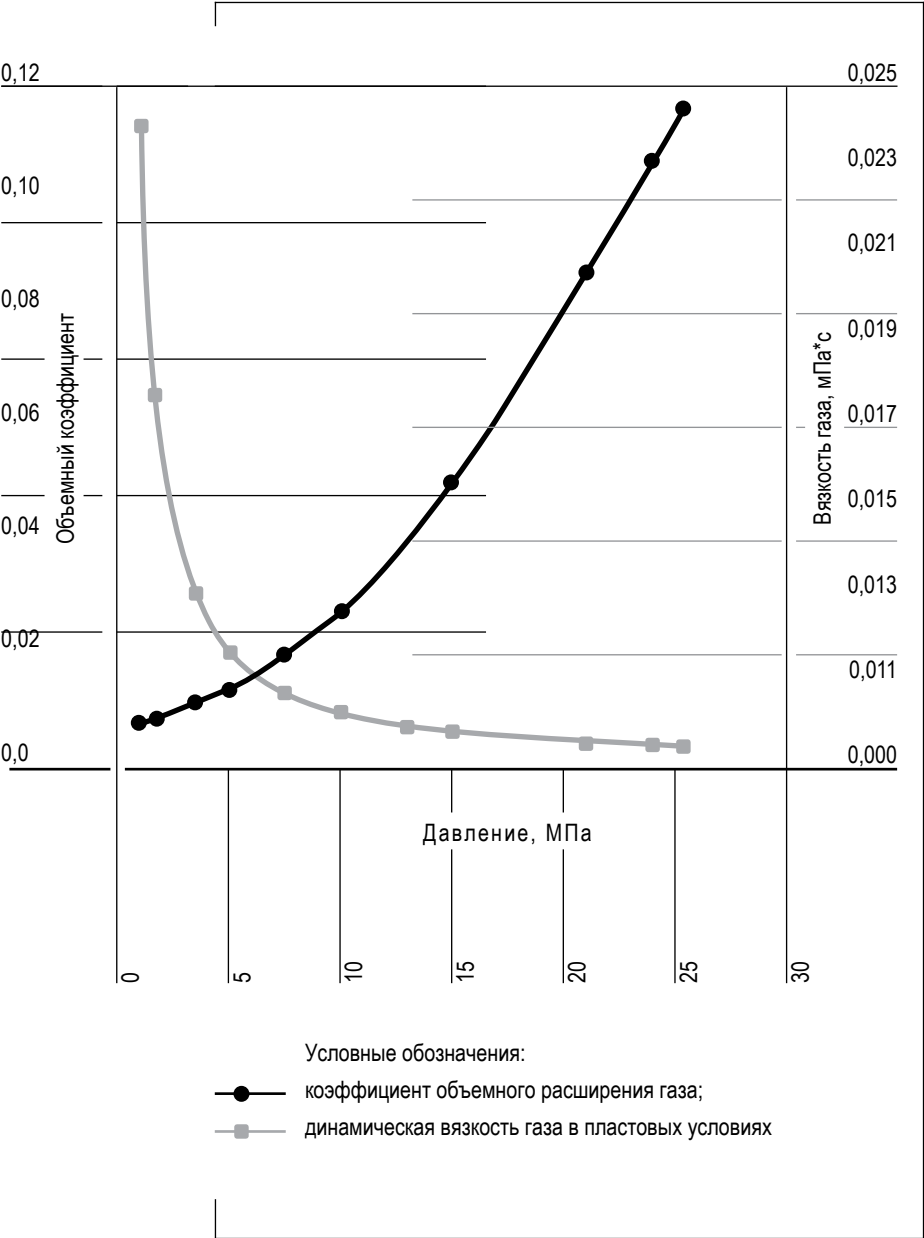
ЗАВИСИМОСТЬ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА И КОЭФФИЦИЕНТА ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ ПЛАСТ П<sub>2</sub>

Table 6. Dependence of the dynamic viscosity of reservoir gas and the coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in Reservoir P<sub>2</sub>

| № п.п. | Пластовая углеводородная смесь, Пласт П <sub>2</sub><br>(модель № 4) |                                    |                                       |                                     |
|--------|----------------------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
|        | Текущее давление в залежи, (МПа)                                     | Потери конденсата в залежи, (г/м³) | Коэффициент объемного расширения газа | Динамическая вязкость газа, (мПа·с) |
| 1      | 2                                                                    | 3                                  | 4                                     | 5                                   |
| 1      | 25,4                                                                 | 0,0                                | 0,0040                                | 0,0246                              |
| 2      | 24,0                                                                 | 3,5                                | 0,0041                                | 0,0235                              |
| 3      | 21,0                                                                 | 9,8                                | 0,0046                                | 0,0212                              |
| 4      | 15,0                                                                 | 27,1                               | 0,0065                                | 0,0169                              |
| 5      | 10,0                                                                 | 35,0                               | 0,0100                                | 0,0143                              |
| 6      | 7,5                                                                  | 35,2                               | 0,0137                                | 0,0134                              |
| 7      | 5,0                                                                  | 33,5                               | 0,0212                                | 0,0127                              |
| 8      | 3,5                                                                  | 31,7                               | 0,0310                                | 0,0124                              |
| 9      | 1,7                                                                  | 28,4                               | 0,0658                                | 0,0121                              |
| 10     | 1,0                                                                  | 26,7                               | 0,1135                                | 0,0120                              |

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



**Рис. 11. Зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи Пласт  $P_2$ .**

Fig. 11. Dependence of the dynamic viscosity of gas and the coefficient of volumetric expansion of gas on changes in pressure in Reservoir  $P_2$ .

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

### Заключение

Таким образом выявлено, что информативными для моделирования являются данные газоконденсатных исследований, выполненные сепарационными методами и на режиме с соблюдением условий полного выноса жидкости с забоя скважин: депрессия на пласт не более 20 % и скорость потока не менее 2,5 м/с. Обобщая результаты анализа промысловых испытаний парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ, можно заключить следующее: отсутствие результатов по определению профиля притока при совместном испытании пластов  $\Pi_1 + \Pi_2$  затрудняет возможность оценить вклад каждого пласта в величину потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $63,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида позволили определить давление начала конденсации, которое составило 25,40 МПа и давление максимальной конденсации равно 7,50 МПа. По данным исследований начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе составило  $63,8 \text{ гр}/\text{м}^3$ , затем в процессе конденсации снизилось и при давлении максимальной конденсации стало  $37,2 \text{ гр}/\text{м}^3$ . Накопленные результаты опытов позволили на основании выявленной закономерности основных свойств многокомпонентных систем сделать вывод, что в процессе ретроградного испарения динамическая вязкость газа снижается от 0,0241 мПа·с до 0,0133 мПа·с, а вязкость конденсата увеличивается с 0,2397 мПа·с до 0,4650 мПа·с. Так, снижение конденсатосодержания в пластовом газе приводит к увеличению конденсатоотдачи.

### Список источников

1. Алиев З. С., Андреев С. А., Власенко А. П. и др. Технологический режим работы газовых скважин. М.: Недра, 1978. 279 с.
2. Баталин О. Ю., Брусиловский А. И., Захаров М. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 1992. 224 с.

3. Брусиловский А. И. Методология применения кубических уравнений состояния для моделирования природных газоконденсатных смесей // Газовая промышленность. 2019. № 4. С. 16–19.
4. Зотова Г. А., Алиева З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
5. Гриценко А. И., Гриценко И. А., Юшкин В. В. и др. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М.: Недра, 1995. 432 с.
6. Добролюбова Р. К. Инякина Е. И., Краснов И. И. Исследование влияние азота на пластовые потери конденсата при разработке Чаяндинского месторождения // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 3. С. 75–96. URL: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/588> (дата обращения: 10.06.2024).
7. Краснова Е. И., Грачев С. И. Результаты исследования фазового поведения углеводородов при наличии пластовой воды в газоконденсатной системе // Академический журнал Западной Сибири. 2012. № 4. С. 10.
8. Гриценко И. Ю., Островская Т. Д., Юшкин В. В. PVT–исследования Уренгойского месторождения ачимовская свита. М.: ВНИИГАЗ, 2000. С. 12–15.
9. Краснова Е. И., Островская Т. Д. Оценка увеличения продуктивности газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9. № 6 (49). С. 31.
10. Катанова Р. К., Левитина Е. Е., Инякина Е. И., Краснов И. И. Оценка потерь углеводородов в залежи пласта Т1-А при разработке Среднетюнгского месторождения // Наука. Инновации. Технологии. 2020. № 4. С. 29–40. URL: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/70> (дата обращения: 11.06.2024).
11. Математическое моделирование фазового поведения пластовых углеводородных смесей в критической области. Определение плотностей сосуществующих фаз: отчет о НИР. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2018. 50 с.
12. Инякина Е. И., Катанова Р. К., Инякин В. В., Альшейхли М. Д. З. Изучение влияния остаточной нефти на плас-

товые потери конденсата на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Инновации. Технологии. 2021. № 1. С. 39–52. URL: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/121> (дата обращения: 11.06.2024).

13. Щебетов А. В., Галкин М. В. Оценка качества и моделирование газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных // Газовая промышленность. 2009. № 9. С. 40–44.
14. Katanova R. K., Krasnov I. I., Inyakina E. I., Alsheikhly M. D. Z. Estimation of the influence of oil flows on the formation losses of condensate during the development of multi-layer deposits: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Ser. "International Science and Technology Conference 'Earth Science'", ISTC EarthScience 2022. Chapter 1. 2022. P. 1–6.

### References

1. Aliyev ZS, Andreev SA, Vlasenko AP et al. Technological mode of operation of gas wells. Moscow: Bosom; 1978. 279 p. (In Russ.).
2. Batalin OYu, Brusilovsky AI, Zakharov MYu. Phase equilibria in natural hydrocarbon systems. Moscow: Bosom; 1992. 224 p. (In Russ.).
3. Brusilovsky AI. Methodology of application of cubic equations of state for modeling natural gas condensate mixtures. Gazovaya promyshlennost' = Gas industry. 2019;(4):16-19. (In Russ.).
4. Zotova GA, Alieva ZS. Instructions for a comprehensive study of gas and gas condensate wells. Moscow: Bosom; 1980. 301 p.
5. Gritsenko AI, Gritsenko IA, Yushkin VV et al. Scientific foundations of the prediction of the phase behavior of reservoir gas condensate systems. Moscow: Bosom; 1995. 432 p. (In Russ.).
6. Dobrolyubova RK, Inyakina EI, Krasnov II. Research Influence of Nitrogen on Formation Condensate Loss During the Development of the Chayandinskoye Field. Science. Innovations. Technologies. 2022;(3):75-96. Available from: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/588> [Accessed 10 June 2024]. (In Russ.)

7. Krasnova EI, Grachev SI. Results of a study of the phase behavior of hydrocarbons in the presence of reservoir water in a gas condensate system. *Academic Journal of West Siberia*. 2012;(4):10. (In Russ.).
8. Gritsenko IYu, Ostrovskaya TD, Yushkin VV. PVT – studies of the Urengoyevskoye field Achimovskaya formation. Moscow: VNIIGAZ; 2000. P. 12–15. (In Russ.).
9. Krasnova EI, Ostrovskaya TD. Assessment of the increase in productivity of gas condensate wells at a late stage of field development. *Academic Journal of West Siberia*. 2013;9(6(49)):31. (In Russ.).
10. Katanova RK, Levitina EE, Inyakina EI, Krasnov II. Assessment of Hydrocarbon Losses in the Reservoir Formation T1-A During the Development of the Srednetyungsky Field. *Science. Innovations. Technologies*. 2020;(4):29-40. Available from: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/70> [Accessed 11 June 2024]. (In Russ.).
11. Mathematical modeling of the phase behavior of reservoir hydrocarbon mixtures in the critical region. Determination of the densities of coexisting phases: a research report. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU); 2018. 50 p. (In Russ.).
12. Inyakina EI, Katanova RK, Inyakin VV, Alsheikhli MDZ. Studying the effect of residual oil on reservoir condensate losses at the Srednebotuobinsk oil and gas condensate field. *Science. Innovations. Technologies*. 2021;(1):39-52. Available from: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/121> [Accessed 11 June 2024]. (In Russ.).
13. Shchebetov AV, Galkin MV. Quality assessment and modeling of gas condensate studies in conditions of uncertainty of initial data. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*. 2009;(9):40-44. (In Russ.).
15. Katanova RK, Krasnov II, Inyakina EI, Alsheikhly MDZ. Estimation of the influence of oil flows on the formation losses of condensate during the development of multi-layer deposits: collection IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Ser. "International Science and Technology Conference 'Earth Science'", ISTC EarthScience 2022. Chapter 1. 2022;1-6.

### **Информация об авторах**

**Розалия Кирилловна Добролюбова** – старший преподаватель базовой кафедры нефтегазового дела, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Политехнический институт (филиал) в г. Мирном, Scopus ID: 57216504633, Researcher ID: AAA-9825-2020.

**Екатерина Ивановна Инякина** – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета, Scopus ID: 57208147649, Researcher ID: A-5650-2018.

**Иван Игнатьевич Краснов** – кандидат технических наук, доцент базовой кафедры нефтегазового дела, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Политехнический институт (филиал) в г. Мирном, Scopus ID: 57208147750, Researcher ID: A-5654-2018.

**Владислав Витальевич Инякин** – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета, Scopus ID: 57196256738, Researcher ID: A-1091-2018.

**Анастасия Федоровна Семененко** – старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского индустриального университета, Scopus ID: 57223111651.

**Вклад авторов:** все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации.

### **Information about the authors**

**Rozalia K. Dobrolyubova** – Senior Lecturer of the Basic Department of Oil and Gas, Mirny Polytechnic Institute (branch), North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, Scopus ID: 57216504633, Researcher ID: AAA-9825-2020.

**Ekaterina I. Inyakina** – Cand. Sci. (Tech), Associate Professor of the Development and Operation of Oil and Gas Fields Department, Tyumen Industrial University, Scopus ID: 57208147649, Researcher ID: A-5650-2018.

**Ivan I. Krasnov** – Cand. Sci. (Tech), Associate Professor of the Basic Department of Oil and Gas Business, Mirny Polytechnic Institute (branch), North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, Scopus ID: 57208147750, Researcher ID: A-5654-2018.

**Vladislav V. Inyakin** – Assistant of the Development and Operation of Oil and Gas Fields Department, Tyumen Industrial University, Scopus ID: 57196256738, Researcher ID: A-1091-2018.

**Anastasia F. Semenenko** – Senior Lecturer of the Drilling of Oil and Gas Wells Department, Tyumen Industrial University, Scopus ID: 57223111651.

**Contribution of the authors:** the authors contributed equally to this article.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ  
2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
(технические науки)



Научная статья  
УДК 622.276.4  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.7>

**АНАЛИЗ ПРИЧИН И ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ  
С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ НА ДОБЫВАЮЩЕМ  
ФОНДЕ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Денис Александрович Иванов<sup>1\*</sup>,  
Рамиль Фаритович Валиев<sup>2</sup>,  
Дмитрий Сергеевич Надеен<sup>3</sup>,  
Ришат Наилевич Шагисламов<sup>4</sup>,  
Руслан Геннадьевич Кожевников<sup>5</sup>**

- <sup>1</sup> ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (д. 3, стр. 16, Покровский б-р, Москва, 109028, Российская Федерация), с 18.09.2024 Высшая школа нефти, Пере-  
довая инженерная школа нефти (д. 186а, ул. Советская, г. Альметь-  
евск, 423450, Российская Федерация)  
<sup>2, 3, 4</sup> ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (д. 3, стр. 16, Покровский б-р, Москва, 109028, Российская Федерация)  
<sup>5</sup> ЛУКОЙЛ (д. 11, Сретенский б-р, Москва, 101000, Российская Федера-  
ция)  
<sup>1</sup> [denis\\_a\\_ivanov@hotmail.com](mailto:denis_a_ivanov@hotmail.com); <https://orcid.org/0009-0007-6402-5134>  
<sup>2</sup> [ramil.valiev@lukoil.com](mailto:ramil.valiev@lukoil.com); <https://orcid.org/0009-0006-9000-9616>  
<sup>3</sup> [dmitry.nadeen@lukoil.com](mailto:dmitry.nadeen@lukoil.com); <https://orcid.org/0009-0003-6626-7621>  
<sup>4</sup> [rishat.shagislamov@lukoil.com](mailto:rishat.shagislamov@lukoil.com); <https://orcid.org/0009-0009-9669-8485>  
<sup>5</sup> [ruslan.g.kozhevnikov@lukoil.com](mailto:ruslan.g.kozhevnikov@lukoil.com); <https://orcid.org/0009-0006-5799-5039>  
<sup>\*</sup> Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Проведен комплексный анализ всех отказов и замен глубинно-насосного оборудования (ГНО) на объектах одного региона Западной Сибири на осложненном солеотложениями фонде скважин. Всего было осуществлено порядка 2500 замен ГНО из-за отказов за период 2019–2023 гг. Все скважины с осложнениями были либо оснащены предвключенным устройством для предотвращения выпадения солей, либо на скважинах были проведены регламентные работы с использованием хим. реагентов. По итогам сбора и систематизации данных были идентифицированы основные объекты с наибольшим количеством отказов и осложнений. Всего выбрано 24 объекта, где было приведено порядка 1400 замен ГНО за этот период. Для этих объектов был проведен поиск системных причин образования солеотложений с проведением дополнительных аналитических исследований. Осложнения на объектах меловых и юрских отложений имеют разный характер происхождения. Опыт работы на юрских отложениях может быть использован для составления новых регламентов и методических рекомендаций, так как текущий комплекс мероприятий и программа работ имеют определенные недостатки. В рамках выполнения анализа подготовлена пилотная схема сбора, обобщения и анализа данных, которая далее может быть

расширена до полноценной нейронной сети. В частности, проведено объединение нескольких баз данных и подготовлены новые базы данных на основании исходных лабораторных исследований, которые ранее не учитывали при анализе причин выхода оборудования из строя. Проанализированы подходы и результаты работ нескольких территориальных объединений, что позволяет выявить лучшие практики и провести сопоставление разных подходов и методов борьбы с осложнениями.

Ключевые слова: Западная Сибирь, осложненный фонд скважин, солеотложения, меловые залежи, юрские отложения, электроприводной центробежный насос, наработка на отказ

Для цитирования: Иванов Д. А., Валиев Р. Ф., Надеен Д. С., Шагисламов Р. Н., Кожевников Р. Г. Анализ причин и эффективности борьбы с солеотложениями на добывающем фонде в Западной Сибири // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 143–178. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.7>

Финансирование: работа выполнялась в рамках договора между ООО «Лукойл-Инжиниринг» и ООО «Лукойл – Западная Сибирь» в 2023 году по абонентскому обслуживанию.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 03.09.2024;  
одобрена после рецензирования 03.11.2024;  
принята к публикации 10.12.2024.

**2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields  
(Technical Sciences)**

Research article

**Analysis of the causes and methods used  
to mitigate scale deposits at the production wells  
in Western Siberia**

**Denis A. Ivanov<sup>1\*</sup>,  
Ramil F. Valiev<sup>2</sup>,  
Dmitry S. Nadeen<sup>3</sup>,  
Rishat N. Shagislamov<sup>4</sup>,  
Ruslan G. Kozhevnikov<sup>5</sup>**

<sup>1</sup> LUKOIL-Engineering (3, Bldg 1b, Pokrovsky Blvd, Moscow, 109028, Russian Federation) as of 18 September 2024 Higher School of Petroleum, Advanced petroleum engineering school (186a, Sovetskaya St., Almet'yevsk, Russian Federation).

<sup>2, 3, 4</sup> LUKOIL-Engineering (3, Bldg 1b, Pokrovsky Blvd, Moscow, 109028, Russian Federation).

<sup>5</sup> LUKOIL (11, Sretensky Blvd, Moscow, 101000, Russian Federation)

<sup>1</sup> [denis\\_a\\_ivanov@hotmail.com](mailto:denis_a_ivanov@hotmail.com); <https://orcid.org/0009-0007-6402-5134>

- <sup>2</sup> ramil.valiev@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0006-9000-9616>  
<sup>3</sup> dmitry.nadeen@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0003-6626-7621>  
<sup>4</sup> rishat.shagislamov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0009-9669-8485>  
<sup>5</sup> ruslan.g.kozhevnikov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0006-5799-5039>  
\* Corresponding author

**Abstract.**

A comprehensive analysis of all failures and replacements of sub-surface lifting equipment in one region of Western Siberia on a well stock with problems due to scale deposits has been carried out. In total, about 2,500 equipment replacements (electrical submersible pump) were carried out due to failures during the period 2019–2023. All wells with complications were either equipped with a pre-connected device to prevent scale precipitation, or routine maintenance was carried out on the wells using chemical agents. Based on the results of data collection and systematization, the main objects with the highest number of failures and complications were identified. A total of 24 formations were selected, where about 1,400 equipment replacements were carried out during this period. For these objects, a search was carried out to identify systemic causes of the formation of scale deposits with additional analytical studies. Complications at Cretaceous and Jurassic formation have different origins. Newly gained experience on Jurassic formation production can be used to draw up new regulations and methodological recommendations, since the current set of measures and the work program have certain limitations. As part of the analysis, a pilot scheme for data collection, generalization and analysis has been prepared, which can then be expanded to a full neural network. In particular, several databases were combined and new databases were prepared based on initial laboratory studies that had not previously been considered when analyzing the causes of equipment failure. The approaches and results independent producers are analyzed, which allows us to identify best practices and compare different approaches and methods of dealing with complications.

**Keywords:**

Western Siberia, well stock with problems, scale deposits, Cretaceous deposits, Jurassic deposits, electric submersible pump, mean time between failures

**For citation:**

Ivanov DA, Valiev RF, Nadeen DS, Shagislamov RN, Kozhevnikov RG. Analysis of the causes and methods used to mitigate scale deposits at the production wells in Western Siberia. Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):143-178. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.7>

**Funding:**

the work was carried out under the agreement between LUKOIL-Engineering LLC and LUKOIL – Zapadnaya Sibir LLC in 2024 as part of a service contract.

**Conflict of interest:**

the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 03.09.2024;  
approved after reviewing 03.11.2024;  
accepted for publication 10.12.2024.

## **Введение**

Изучение свойств пластовой воды с различным минеральным составом относится к отдельному научному направлению [1]. Для каждого региона и объекта проводятся комплексные исследования свойств пластовой воды с определением трендов и закономерностей [2–3]. Последствия нарушения равновесного состояния с выпадением твердого минерального осадка имеет существенные негативные последствия [4–7]. Численное моделирования процесса выпадения минералов в пласте, в призабойной зоне, также развивается и активно применяется в отрасли [9–12]. Разработаны различные способы борьбы с солеотложением для улучшения показателей работы насосного оборудования [13–19]. В последнее время в данном направлении активно развивается применение машинного обучения и искусственного интеллекта [20–25].

Динамика добычи нефти на основных месторождениях Западно-Сибирского региона снижается уже не первый десяток лет. Ввод новых объектов сопряжён с рисками и более высокими требованиями к оборудованию и технологическим режимам. Поддержание добычи и работа действующего фонда зрелых месторождений требует роста издержек. Рост расходов и себестоимости производства может привести к нерентабельности добычи на объекте или месторождении в целом. Для продолжения рентабельной добычи необходимо принимать меры для повышения эффективности. Недостаточное количество мероприятий может и вовсе привести к внеплановым остановкам или авариям. На многих объектах не существует возможности достичь необходимой себестоимости нефти для рентабельной добычи и для продолжения добычи вводятся налоговые льготы. Это позволяет на месторождении увеличивать конечную нефтеотдачу. При отсутствии технологических, налоговых и управленческих решений по обеспечению рентабельной добычи, добычу на месторождении будет необходимо прекратить. Остановка добычи ведет за собой необратимые социальные последствия и дополнительные безвозвратные расходы, связанные с ликвидацией промысла.

Одним из важных показателей эффективности является наработка глубинно-насосного оборудования на отказ. Выход любого

ключевого элемента оборудования из строя приводит к прекращению добычи на скважине. Для запуска скважины в добычу требуется проведение текущего ремонта по извлечению вышедшего из строя оборудования и спуска нового оборудования. Электроцентробежный насос (ЭЦН) или насосно-компрессорные трубы (НКТ) вышедшие из строя при работе менее одного года, подлежат расследованию и замене в соответствии с гарантией. Гарантия компенсирует только часть затрат на само оборудование. Затраты, понесенные на текущий ремонт и потери добычи, не подлежат компенсации. В Западной Сибири наиболее распространенным способом эксплуатации является погружной ЭЦН. Данный вид оборудования в идеальных условиях способен отработать многие годы. Однако, даже небольшие отклонения в работе могут привести к быстрой остановке из-за выхода критических компонентов из строя. Насос оснащён электродвигателем, который расположен под насосом. Двигатель постоянно охлаждается потоком добываемой жидкости. В случае увеличения потока газа и снижения потока жидкости, двигатель будет быстро нагреваться и чаще выходить из строя. Данное обстоятельство вносит основное ограничение при эксплуатации. На практике допускают эксплуатацию ЭЦН с забойным давлением ниже давления насыщения с образованием определенного количества свободного газа. Свободный газ при этом отделяется на забое, поступает в затрубное пространство и не поступает в сам насос. Такой режим эксплуатации повышает производительность за счет увеличения депрессии, но увеличивает риски выхода оборудования из строя. Параметры работы насоса контролируются датчиками на постоянной основе. На практике все насосы стараются эксплуатировать с максимальной производительностью с оптимальным энергопотреблением.

Вынос механических примесей из пласта происходит на всех объектах в разной степени. Механические примеси, такие как частицы породы, способны нанести механические повреждения ключевым органам насоса. Данные осложнения исключаются путем установки определенных фильтров, но необходимо правильно определить размеры частиц и параметры фильтра. Все нефти содержат асфальтно-смолисто-парафинистые фракции (АСПО), которые яв-

ляются твердыми веществами в чистом виде. В пластовых условиях эти фракции находятся в растворенном состоянии. Газосодержание, давление и температура являются тремя основными факторами, которые влияют на степень растворимости АСПО в нефти. В зоне подачи жидкости в насос и в самом насосе часто меняется одновременно температура, давление и газосодержание, что приводит к выпадению АСПО. Выпадение может привести к механическому повреждению, а также к увеличению степени износа оборудования за счет роста нагрузок на вращающиеся части. На практике для борьбы с выпадением АСПО используют химические реагенты. Реагенты по-разному работают в разных нефтях и условиях и не существует универсальных средств борьбы. Агрессивная среда с присутствием сероводорода и/или углекислого газа тоже является проблемной областью, но эти осложнения не распространены в этом регионе.

Один из наиболее сложных и распространенных видов осложнений связан с солеотложением. Определенные объекты содержат пластовые воды с минералами, которые способны формировать стабильные соли. Рост температур в зоне насоса приводит к уменьшению растворимости определенных минералов и приводит к их выпадению в виде твердого осадка. Эти процессы чаще всего происходят на месторождениях, где пластовая вода является нестабильной с максимальной концентрацией определённых растворенных минералов. Больше всего на степень растворимости влияет температура, далее следует давление и объем растворенного газа в воде. Кроме того, разные минералы воздействуют друг на друга и снижают взаимную степень растворимости. Для каждого минерала существует своя зависимость растворимости от вышеперечисленных факторов. Эти зависимости установлены для каждого минерала отдельно в чистом виде. В случае реальных условий, где присутствует коктейль из минералов, то предсказать, когда будет выпадать твердый осадок, практически невозможно и определяется только эмпирически. Выпадение солей также увеличивает степень коррозии и износа. К забойному двигателю по кабелю подается электропитание. Выпадение солей в зоне электропитания существенно влияет на электропроводность и работу электрооборудования. Отказы оборудования могут происходить из-за короткого замыкания.

Вторым фактором, приводящим к выпадению солей, является несовместимость закачиваемых и пластовых вод. При смешивании разных вод происходит реакция разных минералов и продукты реакции могут быть нерастворимыми. Выпадение может происходить как в самом пласте, так и в призабойной зоне и на рабочих органах насоса. Составы пластовых вод также могут существенно отличаться по площади. Законтурные подстилающие воды водоносного горизонта, как правило, являются более пресными за счет конвекционных потоков и подпитки из удаленных поверхностных пресных источников. В процессе разработки воды способны вымывать породы с растворением дополнительных минералов и ростом рисков выпадения этих минералов в скважинах и трубопроводах. В данном случае это относится к минералам с содержанием стронция.

Юрские отложения в большинстве случаев содержат нестабильные соли и подвержены максимальным рискам отказа оборудования из-за солеотложения с самого начала разработки. Меловые отложения имеют пониженную минерализацию с меньшим риском осложнений. Однако на многих крупных меловых объектах в определенный период времени на более ранних этапах развития в качестве закачиваемой воды использовали сеноманские воды. Сеноманские воды закачивали совместно с добываемой подтоварной водой в разных пропорциях. В начальный период добычи с низкой обводненностью для компенсации отбора закачкой необходимо закачивать воды из других горизонтов из специально пробуренных водозаборных скважин, так как добываемой воды для поддержания пластового давления недостаточно.

Солеотложения и выпадение АСПО часто инициируется на неровной шероховатой поверхности. Использование оборудования и труб с более гладкими поверхностями не только снижает трение, но снижает интенсивность выпадения солей и АСПО одновременно. В этом случае твердые частицы будут оставаться в потоке жидкости во взвешенном состоянии и продолжать движение. Солеотложение как правило начинается с образования кристаллов, где твердые микромеханические примеси служат как источник зародышей. Все процессы начинают производиться в потоке в подвешенном состоянии и далее происходит разделение твердых и жидких фаз. Условия,

присущие насосам, где меняются направления и скорости потока, крайне благоприятствуют данному разделению и формированию твердого осадка.

### ***Методы борьбы с осложнениями***

Основные методы борьбы с солеотложениями подразделяются на методы предупреждения (предотвращения) образования солеотложений и методы удаления солеотложений. Обработка скважин ингибитором солеотложений создает защитную пленку на поверхности образовавшегося кристалла соли, которая препятствует дальнейшей коагуляции (слипанию) мелких кристаллов в крупные. Возможны следующие технологии подачи ингибитора солеотложений в добывающую скважину:

- закачка ингибитора в пласт при текущем капитальном ремонте скважин (ТКРС);
- добавление ингибитора в жидкость продавки при производстве гидроразрыва пласта (ГРП);
- периодическая закачка в затрубное пространство скважины мобильный блок реагентного хозяйства (МБРХ);
- смена объема на ингибированную жидкость перед запуском ЭЦН на скважинах после проведения ГРП;
- постоянная подача в затрубное пространство скважины блок дозирования реагентов (БДР);
- подача на прием насоса по капиллярному трубопроводу;
- капсулированный ингибитор в зона успокоения мех-примесей и флюидов (ЗУМПФ) скважины;
- погружной контейнер с реагентом в составе ГНО.

Физические методы предупреждения солеотложений (применение магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости) воздействуют переменным электромагнитным полем на скважинный флюид, в результате чего в добываемой жидкости происходит активное образование мелких кристаллов измененной структуры, которые выносятся на поверх-

ность, не откладываясь на скважинном оборудовании. Резонансно-волновой комплекс (РВК) монтируется в нижнем основании погружного двигателя установки ЭЦН, при этом погружной электродвигатель (ПЭД) должен быть модернизирован (создание источника тока для РВК от статора ПЭД).

Использование защитного покрытия поверхности оборудования материалами с низкой адгезией к солям, применение ЭЦН с рабочими органами из полимерных материалов не решает полностью проблему солеотложения на рабочих органах ЭЦН, но позволяет улучшить защитный эффект при комбинировании с другими, вышеперечисленными методами предупреждения.

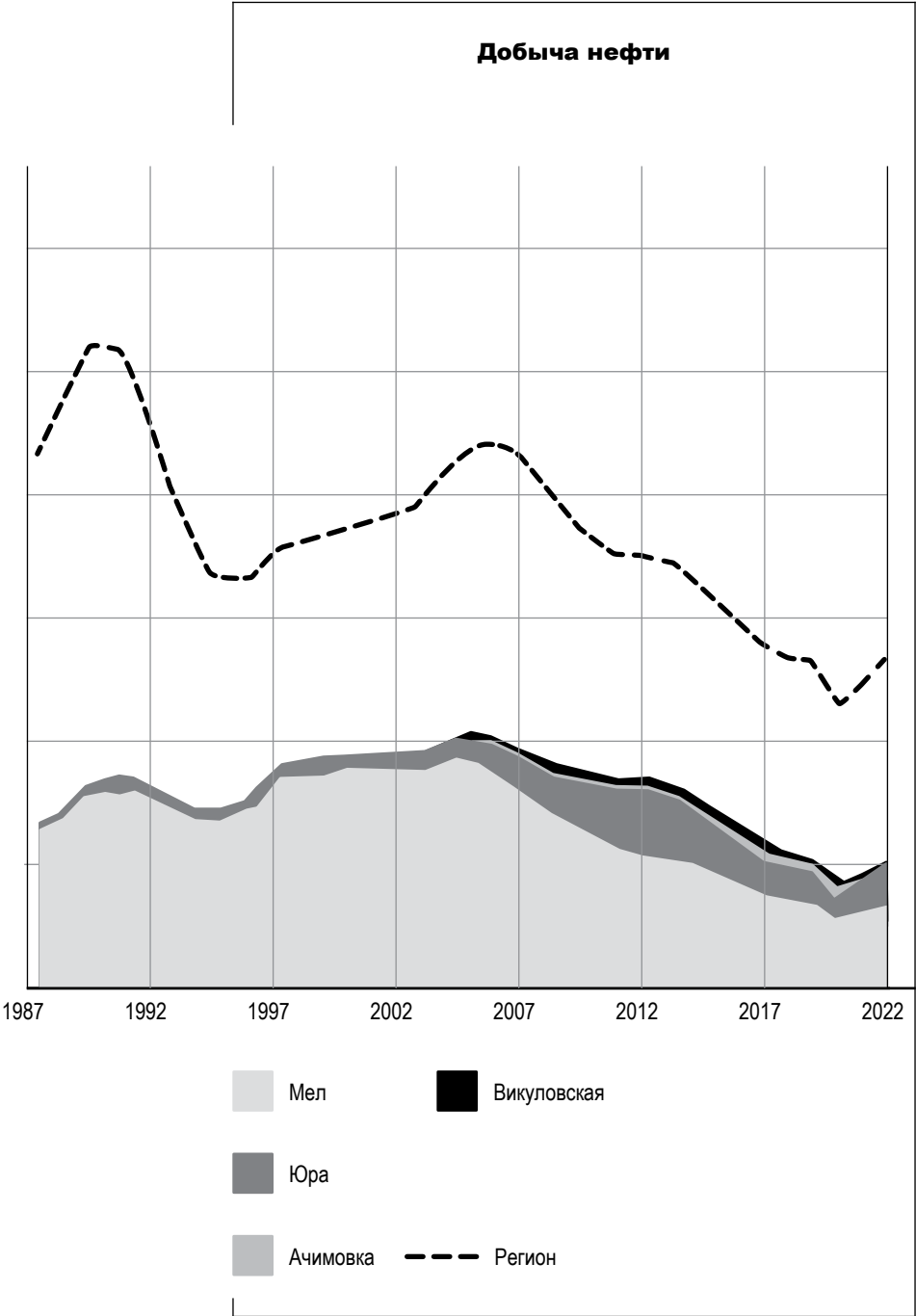
### ***Текущее состояние добычи объектов с осложнениями***

Фонд добывающих скважин в рассматриваемом Западно-Сибирском регионе составляет более 18 тыс. штук. Рассмотрены отказы за период 2019–2023 год. За этот период было порядка 2500 остановок. Наибольшее количество остановок и отказов произошло на 24 объектах 15 месторождений, включая 9 объектов в меловых отложениях, 11 юрских объектов, 3 ачимовских объекта и один объект викуловской свиты. На эти 24 объекта приходится 1400 отказов или порядка 60%. Общий добывающий фонд скважин на этих 24 объектах составляет порядка 7 тыс. штук. На приоритетных 15 месторождениях с учетом второстепенных, менее значимых объектов, произошло порядка 1700 отказов или 70% от общего числа. По каждому объекту подготовлен анализ по оборудованию, вышедшему из строя. Также проведен анализ технической информации включая методы борьбы, дебит жидкости и обводненность. Сводная статистика отказов по всем объектам по всему рассмотренному региону представлена на таблице 1. Больше всего отказов происходит за счет отказа кабеля. Также выделяются отказы погружного электродвигателя (ПЭД), которые в среднем происходят на осложненном фонде с меньшей обводненностью и большим дебитом жидкости. Вероятно, в этих условиях предупреждающие меры имеют меньшую эффективность. Отказ НКТ связан с коррозией и в среднем происходит при более высокой обводненности.

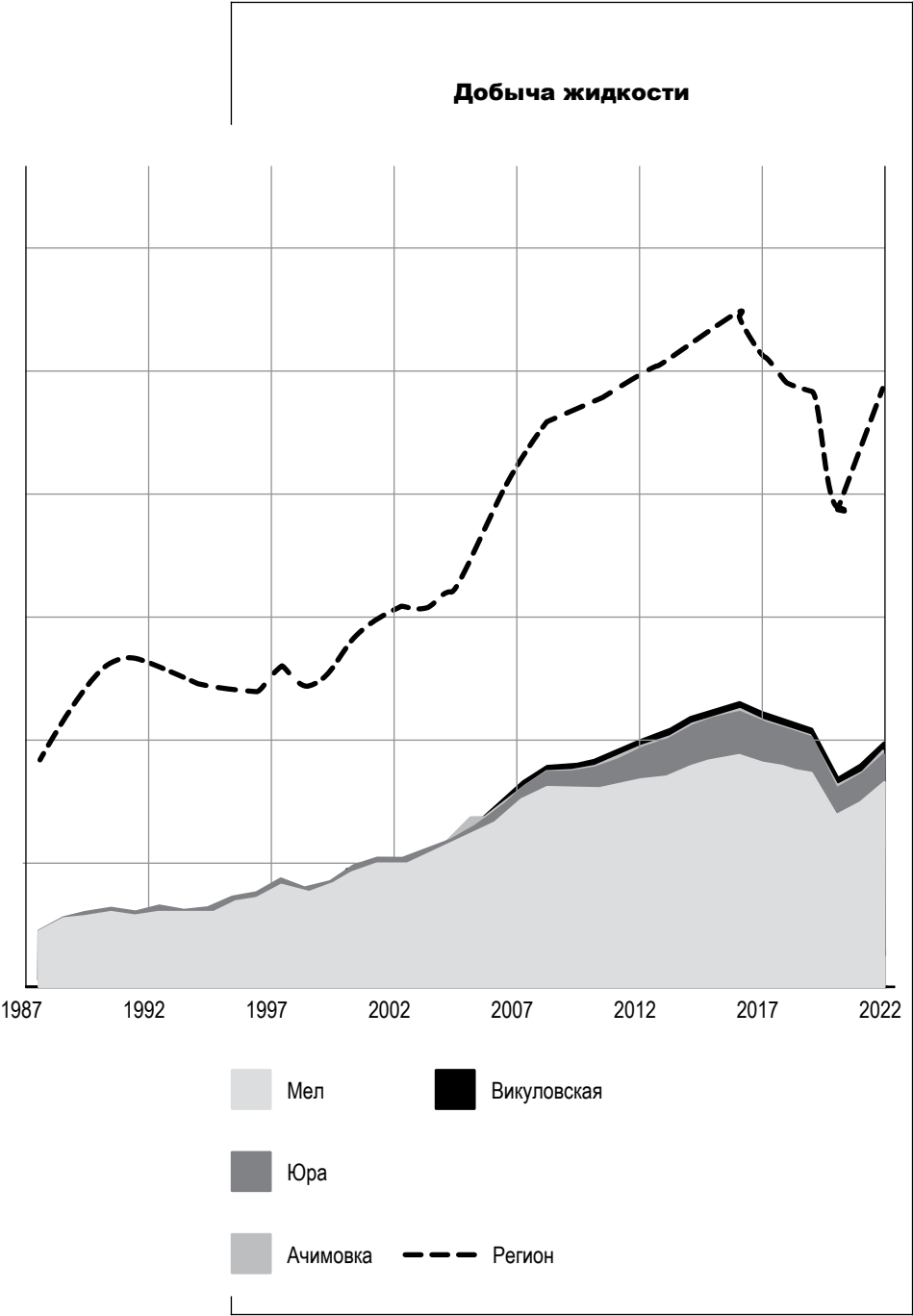
Таблица 1. СВОД СТАТИСТИКИ ПО ОТКАЗАМ ЗА ПЕРИОД 2019–2023  
Table 1 Failures of statistics summary for the period 2019–2023

| Элемент отказа      | Число отказов | Доля, % | Наработка на отказ, суток | Средняя обводненность, % | Средний дебит жидкости, тонн/с |
|---------------------|---------------|---------|---------------------------|--------------------------|--------------------------------|
| Кабель              | 769           | 39%     | 614                       | 72,0                     | 43,9                           |
| Насос               | 674           | 34%     | 634                       | 72,4                     | 44,4                           |
| НКТ                 | 157           | 8%      | 543                       | 74,0                     | 47,4                           |
| ПЭД                 | 129           | 7%      | 561                       | 60,6                     | 51,6                           |
| Прочее, включая ГТМ | 243           | 12%     | 433                       | 66,8                     | 26,0                           |

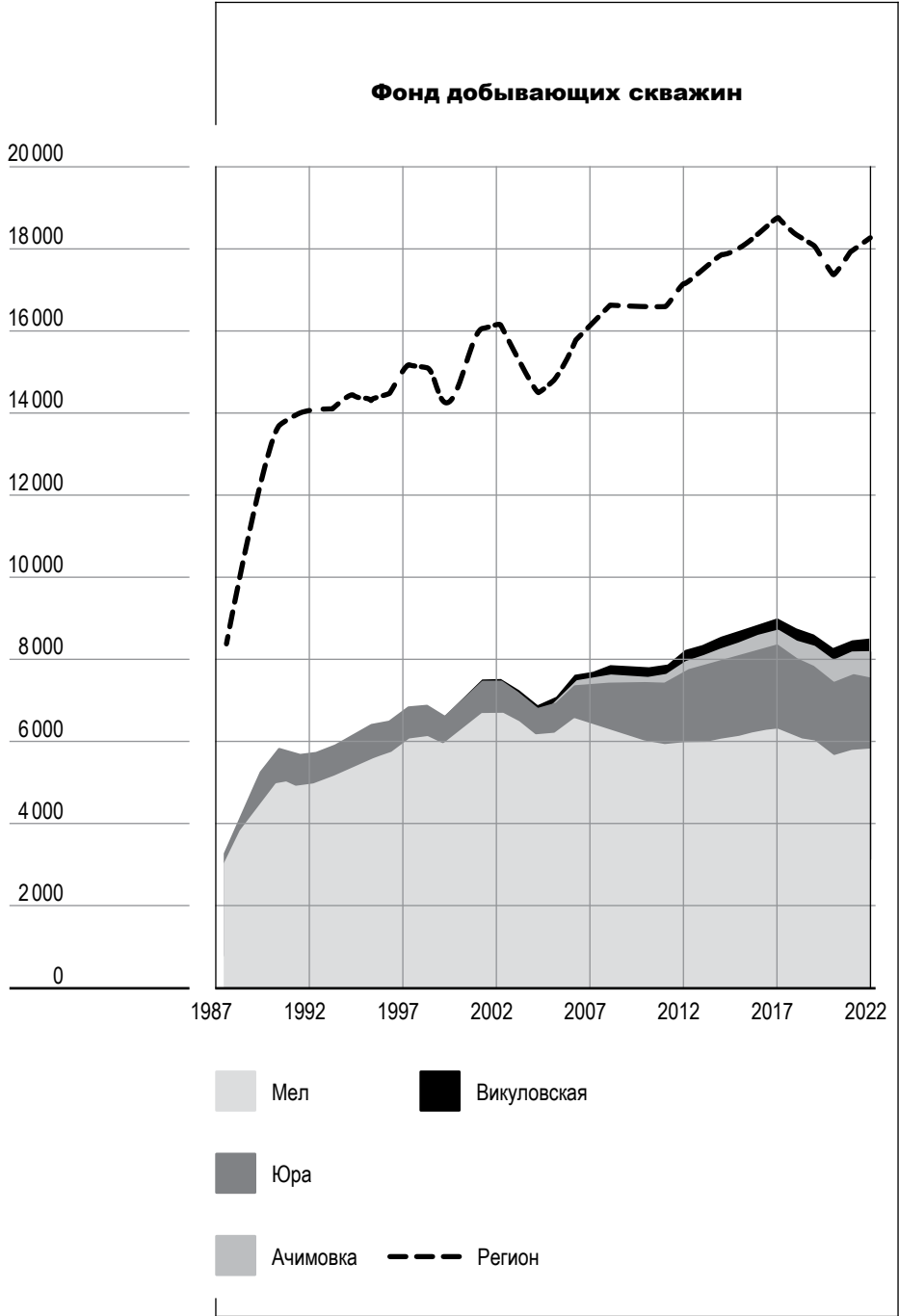
Пик добычи в рассмотренном регионе был достигнут в середине 2000-х и далее происходит естественное снижение за счет истощения запасов. Пиковый уровень добычи жидкости и закачки воды был достигнут в 2015 году, после чего была изменена стратегия с введением ограниченных отборов с меньшей закачкой. Фонд добывающих скважин стабильно увеличивается на протяжении порядка 25 лет. Выбывтие происходит только в случае достижения нерентабельных показателей с достижением обводненности порядка 98–99 %. В целом в регионе стремятся не допускать выбытия фонда, проводя различные мероприятия на обводненном и аварийном фонде скважин. Данная стратегия позволяет стабилизировать падение добычи и обеспечивать максимальную выработку. Часть этих мероприятий относится к осложненному фонду скважин с солеотложениями. Рост добычи на новых объектах, включая юрские и ачимовские отложения, в целом увеличивает фонд осложненных скважин с солеотложением из-за того, что пластовые воды имеют нестабильный минеральный состав. Закачка несовместимых вод с сеноманских отложений применяется на многих объектах и имеет



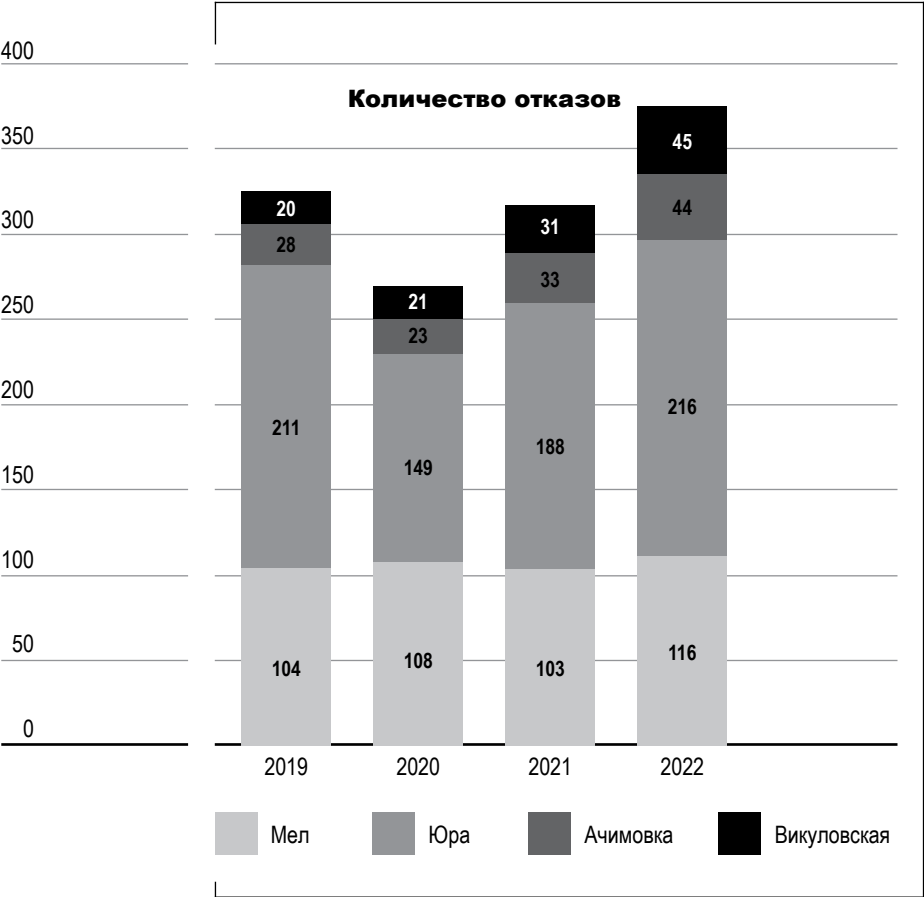
**Рис. 1. Динамика добычи нефти региона и объектов с осложнениями.**  
Fig 1. Dynamics of oil production in the region and objects with complications.



**Рис. 2. Динамика добычи жидкости региона и объектов с осложнениями.**  
Fig 2. Dynamics of liquid production in the region and objects with complications.

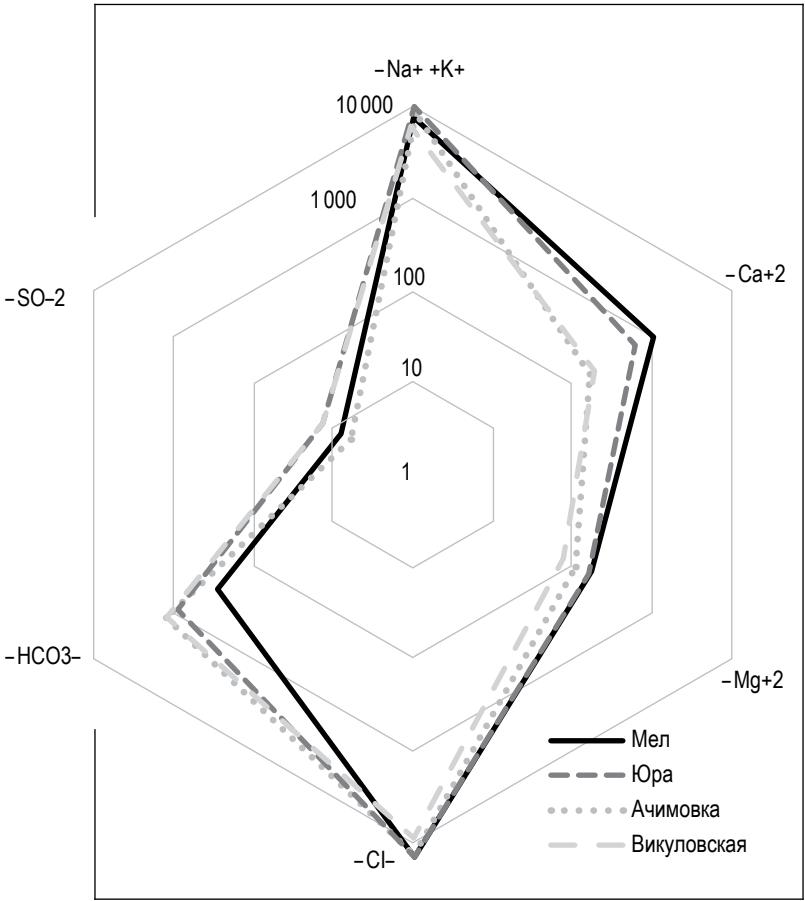


**Рис. 3. Динамика действующего фонда добывающий скважин ре-  
гиона и объектов с осложнениями.**  
Fig 3. Dynamics of the currently producing wells in the region and  
objects with complications.



**Рис. 4. Динамика отказов на основных объектах.**  
Fig 4. Dynamics of failures at the main objects.

замедленный характер действия, который возможно еще не достиг пиковых значений в части роста осложнённого фонда. Ниже на рисунке 1 представлена динамика добычи нефти в рассмотренном регионе, и суммарная добыча объектов мела, юры, ачимовки и викуловской свиты, где имеется наибольшее количество осложненного фонда скважин и отказов (24 объекта в сумме). Также на рисунке 2 и рисунке 3 представлен объем добычи жидкости и фонд добывающих скважин по аналогичным объектам.



**Рис. 5. Состав пластовых вод основных объектов.**  
Fig 5. Composition of reservoir waters of the main objects.

Ниже на рисунке 4 представлена динамика отказов по рассмотренным объектам. Снижение в 2020 году связано с остановкой части фонда скважин в связи с введением ограничений добычи по соглашению ОПЕК+ в РФ. Наиболее проблемными являются объекты юрских отложений, где на действующем фонде скважин на рассмотренных объектах происходит более 200 отказов в год, при этом действующий фонд добывающих скважин этих объектов равен порядка 2000. Средний состав пластовых вод ка каждом объекте в

регионе представлен на рисунке 5. Количество сульфатов в пластовой воде на юрских объектах значительно выше, чем на других, что приводит к большему числу осложнений.

### **Материалы и методы исследований**

Основной причиной выполнения данной работы стало отсутствие положительной динамики в количестве отказов на осложненном фонде в регионе. Сложившаяся практика не позволяла контролировать и влиять на процесс, где многие решения принимаются на местах. Изменение характера и причин осложнений требует более сложного и многостороннего анализа проблем. Также важным вопросом является коммерческая составляющая, так как определенные методы борьбы (например, электромагнитное воздействие) по стоимости значительно превышают другие и имеют сомнительную экономическую эффективность.

Аналогичные работы ранее не проводилась и многие исходные данные собирались, консолидировались и анализировались впервые. Каких-либо методических рекомендаций или алгоритмов не существует. На уровне вышестоящих производственных объединений сводится информация только о количестве осложненных скважин и другие обобщающие данные. Сбор и консолидация исходных данных из разных территориальных производственных предприятиях (ТПП) проведена впервые, и позволила проанализировать разные подходы и практики, которые применяют на местах. Данные по отказам, полученные от ТПП по каждой скважине, не содержали часть важной технической информации, включая объект разработки. В процессе выполнения анализа потребовалось провести объединение нескольких баз данных. Расследование причин отказов начинается в лаборатории с химанализа проб в каждом ТПП. В рамках данной работы были запрошены и проанализированы все исходные лабораторные отчеты за рассматриваемый период. В лабораториях анализируют состав выпавших солей, органических, и других неорганических веществ на оборудовании, которое вышло из строя. В разных ТПП предпочитали разные методы борьбы и имеется разная статистика. Подходы, применяемые для перевода скважин в осложненный фонд скважин, также значительно отлича-

лись. Это приводит к тому, что в разных ТПП имеется существенное отличие применяемых критериев перевода скважин в осложненный фонд и разные критерии применения предупреждающих мер. Действующие регламенты не дают четких объективных критериев перевода скважин в осложненный фонд. По итогам кросс-анализа выяснилось, что в одних ТПП имеется фонд скважин с очень высокой наработкой на отказ, стабильными водами, но числящимися в осложненном фонде с чрезмерными расходами на предупреждающие мероприятия. В других ТПП напротив, объекты с нестабильными солями имели низкое число скважин в осложненном фонде и недостаточное количество мероприятий. В одном ТПП в основном применяли химреагенты в качестве превентивных мер, при этом в других ТПП в основном применяли предвключенные устройства. Разные подходы приводят к неоптимальным распределениям ресурсов, что потребовалось детально изучить. Отсутствие необходимой сводной технической информации по осложненному фонду не позволяет оценивать ситуацию даже на субъективном уровне.

При вводе новых юрских объектов в разработку в конце 2000-х из-за наличия нестабильных солей возникли первоочередные сложности, связанные с солеотложением (в первую очередь барит сульфата) при проведении ГРП. Эти осложнения были решены в приоритетном порядке и подготовлены ингибирующие составы и технологии. На основании этих решений подготовлены отраслевые регламенты. Однако, осложнения, возникающие за счет выпадения солей на органах насоса, имеют продолжительный замедленный характер. Эти осложнения не происходили в процессе запуска объектов и не были изучены должным образом на первоначальном этапе ввиду отсутствия данных и, собственно, самих проблем. Кроме этого, проекты разработки и технологические параметры работы фонда не включали в себя и не учитывали возможные осложнения в связи с солеотложением. Проекты разработки составлены и утверждены с возможностью добычи с забойным давлением ниже давления насыщения с выделением газа, в соответствии со сложившейся отраслевой практикой. Такие режимы на отдельных объектах приводят к значительным осложнениям и во многих случаях к неоправданным рискам. Отдельные регламенты и методические рекомендации для

этих случаев не разработаны. В рамках проводимого анализа были детально рассмотрены технологические схемы и технологические режимы для всех основных объектов юрских отложений с соответствующими выводами.

Многие осложнения носят локальный характер в рамках определенной площади определенного объекта. Сформирован перечень объектов с наибольшим числом осложнений. Далее сформирован перечень кустовых площадок с наибольшим числом отказов для каждого объекта. Координаты этих кустов нанесены на карту с определением зон с наибольшим числом осложнений. Подготовлены общие рейтинги по всему региону для выявления объектов с наиболее неудовлетворительной наработкой и другими технологическими показателями и с недостаточным количеством предупреждающих мероприятий. Это позволило сделать адресные рекомендации по увеличению эффективности использованных ресурсов и расходов. Проведен отдельный анализ составов пластовых вод всех рассматриваемых объектов. Проанализированы обобщенные средние составы пластовых вод и лабораторные отчеты анализа отдельных проб пластовой и добываемой воды. Отдельное внимание уделено совместимости закачиваемых сеноманских и пластовых вод. Технологические схемы основных объектов содержат информацию об объеме закаченных сеноманской и подтоварных водах и информацию о рисках, связанных с их несовместимостью с пластовой.

Часть анализа проводилась с использованием объективного подхода и четко сформулированного алгоритма, используя большой набор данных. Анализ также включал субъективный подход, используя качественное описание рисков и мнений. В целом объективные и субъективные инструменты были скомбинированы для формирования нейронной сети с анализом всех данных и информации с подготовкой рекомендаций. По итогам подготовки сводных таблиц с данными из разных источников проведен кросс-анализ всех возможных зависимостей. Ниже на рисунке 6 представлена диаграмма рабочего процесса.

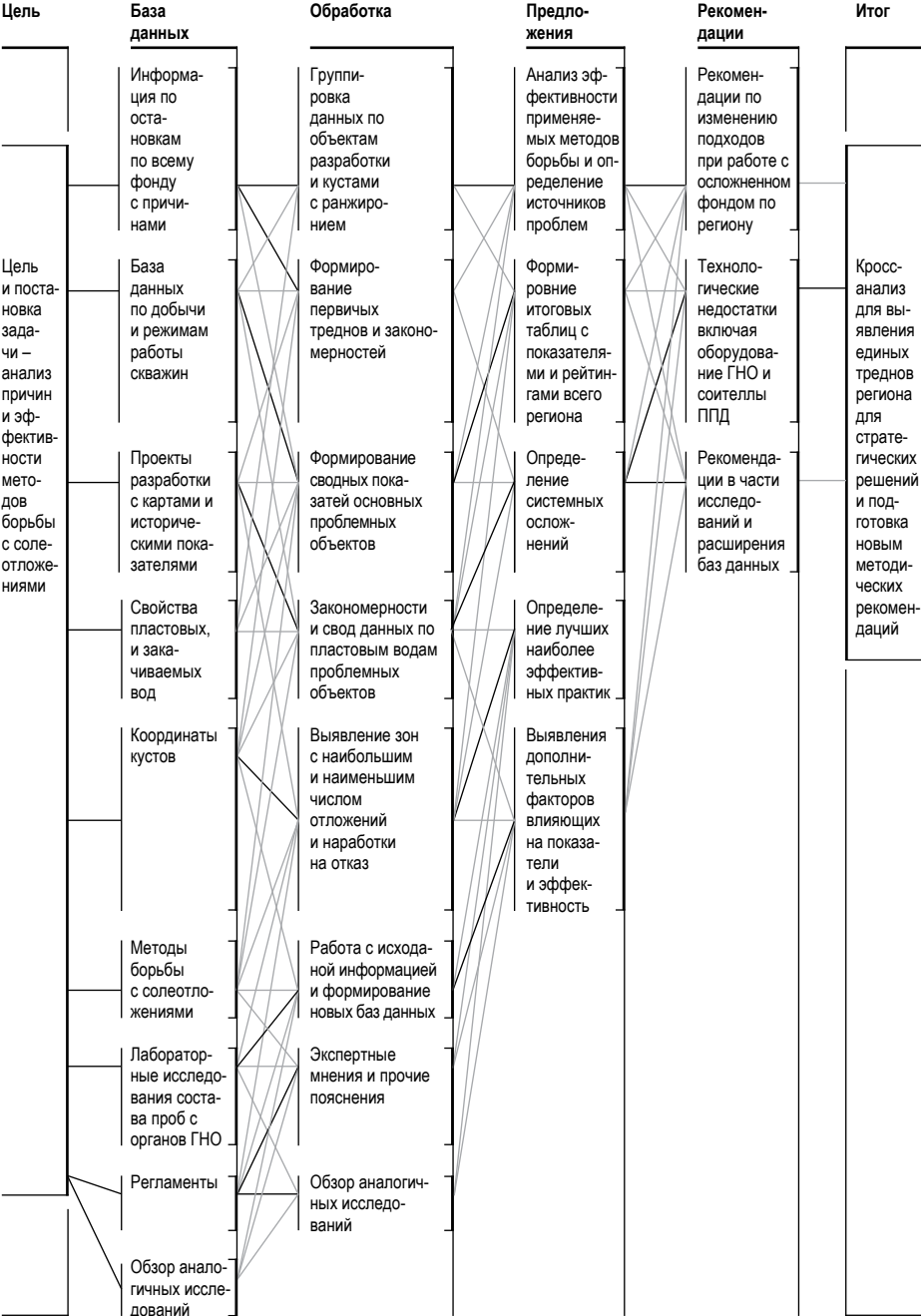


Рис. 6.

Схема рабочего процесса по анализу отказов глубинно насосного оборудования (ГНО) и подготовки рекомендаций по увеличению наработки на отказ.

Fig. 6. Workflow diagram for the analysis of subsurface equipment failures and the preparation of recommendations for increasing mean time between failures.

### **Результаты исследований и их обсуждение**

В период пиковой добычи нефти в середине 2000-х объекты меловых отложений обеспечивали более 50% добычи нефти в регионе. Данные объекты в основном относятся к уникальным и крупным месторождениям, которые являются центрами добычи в регионе. Добыча нефти на этих объектах за 20 лет снизилась примерно в три раза, но по-прежнему составляет примерно 1/3 добычи региона. Снижение происходит из-за естественного истощения запасов. Рост добычи для компенсации падения происходит только на юрских и ачимовских объектах. Наибольшее количество выбывших скважин произошло на объекте АВ1 одного уникального месторождения за счет роста обводненности. Также на этом объекте имеется значительное число скважин в осложненном фонде и большое количество отказов ГНО. Осложнения на данном объекте происходят на всей площади, однако в основной центральной, наиболее продуктивной части, отказы не наблюдаются (рис. 7А). Кусты с осложнениями находятся за пределами основного центрального участка во второстепенных фланговых зонах. В данных зонах вероятно происходит смешивание пластовой законтурной воды с закачиваемой подтоварной водой. В этих зонах вероятно воды являются несовместимыми, что приводит к выпадению твердых минералов. Аналогичная ситуация наблюдается на объекте БВ8 другого уникального месторождения, где осложнения в основном происходят на скважинах в краевой зоне (рис. 7Б). Аналогичный анализ проведен по всем остальным объектам меловых отложений с идентификацией осложненных площадей и анализа возможных источников возникших осложнений с подготовкой рекомендаций.

Осложнения при добыче нефти из юрских отложений связаны в основном с составом пластовой воды. Состав пластовой воды имеет высокий индекс насыщенности минералами. Уровень солеопасности на всех юрских объектах разработки является сверхвысоким. Юрские отложения активно вводились в добычу в регионе в конце 2000-х с достижением пика добычи в 2012 году. Объем добычи на рассмотренных юрских объектах с осложнениями снизился с 2012 года по 2019 год в 3 раза, что составляет снижение порядка 40 % в год. Столь высокое падение добычи не характерно для естественного истощения. Возникшие осложнения из-за со-

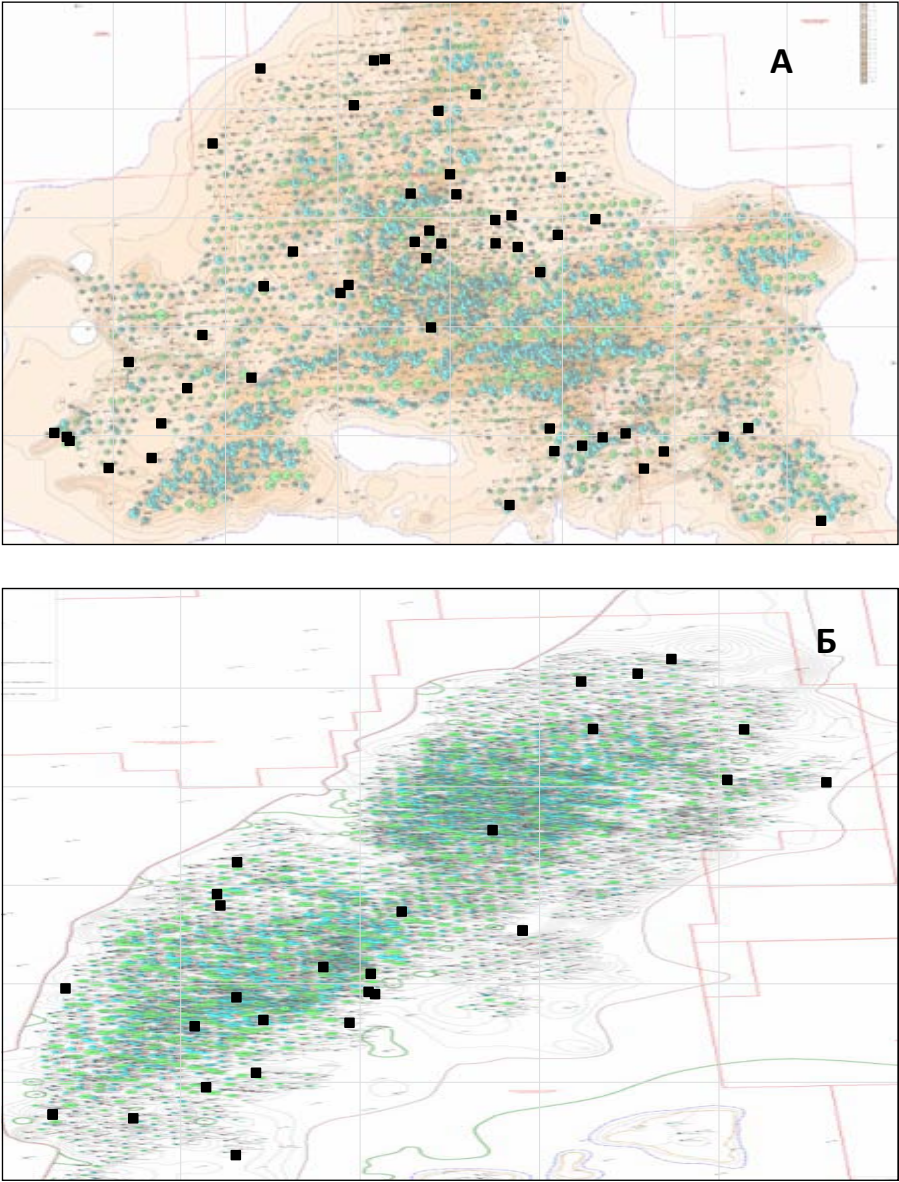


Рис. 7.

Расположение кустов с осложнённым фондом меловых объектов: А) Объект АВ1 уникального месторождения; Б) Объект БВ8 уникального месторождения.

Fig. 7. The location of production pads with a complicated production of Cretaceous deposits: A) Object AB1 of a unique deposit; B) BV8 object of a unique deposit.

леотложения в совокупности с другими осложнениями вероятно имеют определенное негативное влияние на показатели добычи в целом. Влияние выпадения солей на показатели вероятно является недооцененным для данных отложений, так как выпадения влияют не только на характер работы ГНО, но и на характер притока скважин в случае выпадения минералов в призабойной зоне. На степень выпадения солей также могут влиять другие факторы, включая выделение растворенного газа, так как появление газовой фазы негативно влияет на растворимость минералов в воде. Если не принимать меры, то эффекты могут накладываться, результатом чего может стать лавинообразное падение темпов отбора жидкости. Снижение давления ниже давления насыщения в призабойной зоне способно привести к выпадению солей в породе, снижая проницаемость породы и дебиты скважин. Снижение дебита жидкости снижает темпы промывки скважины водой, что только повышает темп выпадения минеральных осадков и рост осложнений и отказов. Работа насоса ниже давления насыщения с свободным газом сопряжена ростом температур, что тоже негативно влияет на выпадение солей. Наибольшее снижение добычи произошло на объекте ЮВ1 крупного месторождения, где режим работы скважин на юрских отложениях не соответствует проектным. Среднее забойное давление равно 10,6 МПа при проектном 12 МПа и давлении насыщения 10 МПа. Данное обстоятельство также влияет на солеотложение, которое происходит более интенсивно за счет большего перепада давления. Темпы закачки в данный момент значительно превышают отборы, и ситуация с давлениями на забое должна улучшаться за счет роста давления в пласте. Отказы происходят практически на всей площади месторождения (рис. 8А).

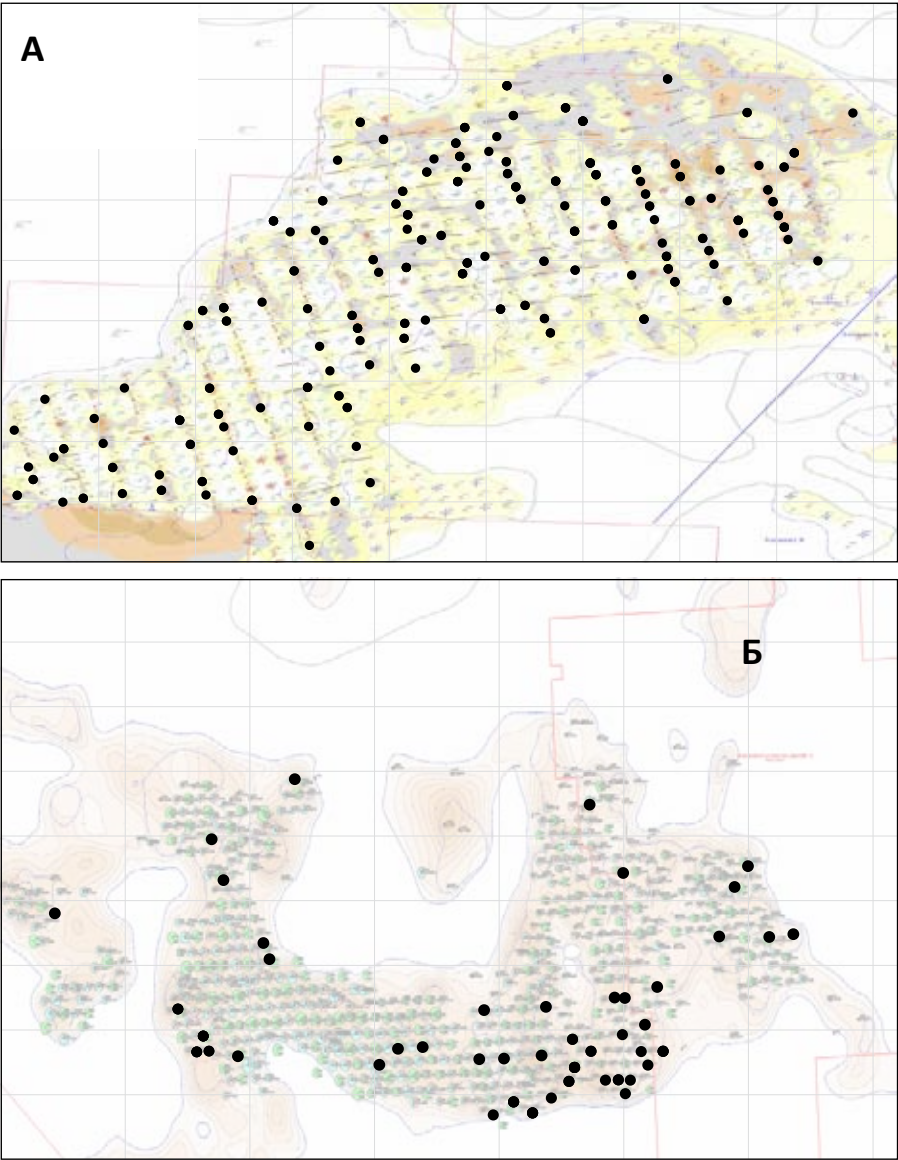
Второй аналогичный объект ЮВ1 уникального месторождения имеет около 300 скважин в работе и только на 16 скважинах были задокументированы отказы по причине солеотложения и предприняты меры по предотвращению солеотложений. Ситуация с режимами на данный момент является более положительной, так как забойное давление значительно выше давления насыщения (7,9 МПа давление насыщения, 9,8 МПа среднее забойное). Темпы падения в среднем равны 40% в год, что свидетельствует о наличии системных осложнений. Большая часть ос-

ложненного фонда с отказами находится на контурной зоне, где вероятно приток законтурных вод имеет наибольшее влияние на выпадение минералов, при этом основная зона расположена в юго-восточной части (рис. 8Б).

Объект ЮС1 другого уникального месторождения имеет существенные запасы и уровни добычи. Ситуация на данном объекте в части режимов работы скважин является неудовлетворительной. На объекте забойные давления в среднем составляет 9,8 МПа, что на 9% ниже давления насыщения. Это возможно является уникальным случаем для столь крупного объекта, так как данную практику стараются избегать ввиду очень больших рисков. На степень выпадения солей негативно влияют все возможные факторы и выпадение может начинаться в призабойной зоне за счет резких перепадов давления, выделения свободного газа и нагрев оборудования. На объекте в работе около 300 скважин и только 11 скважин (4%) отнесены к осложненному фонду, где были предприняты меры по предотвращению солеотложения. При этом на объекте имеются все предпосылки к возникновению солеотложений, осложнений и отказов оборудования. Опыт работы с осложнениями на других объектах говорит о необходимости проведения большего числа превентивных профилактических мер по предотвращению выпадения солей. В среднем на аналогичных объектах с аналогичными условиями эксплуатации и свойствами пластовых вод порядка  $\frac{1}{4}$  скважин оборудованы устройствами для предотвращения выпадения солей, и даже эти меры возможно являются недостаточными, так как количество отказов остается высоким, а наработка на отказ низкой.

Ачимовские отложения имеют отличный состав пород и вод от всех остальных объектов. Также ачимовские объекты могут очень сильно отличаться друг от друга в части свойств воды в пределах одного месторождения. Текущие уровни добычи и потенциал развития делает эти отложения высокоприоритетными. Необходимо для каждого крупного ачимовского объекта разработать отдельную программу и уникальные подходы по борьбе с солеотложениями.

Один крупный объект викуловской свиты имеет повышенную солеопасность из-за большого количества сульфатов, при этом объ-

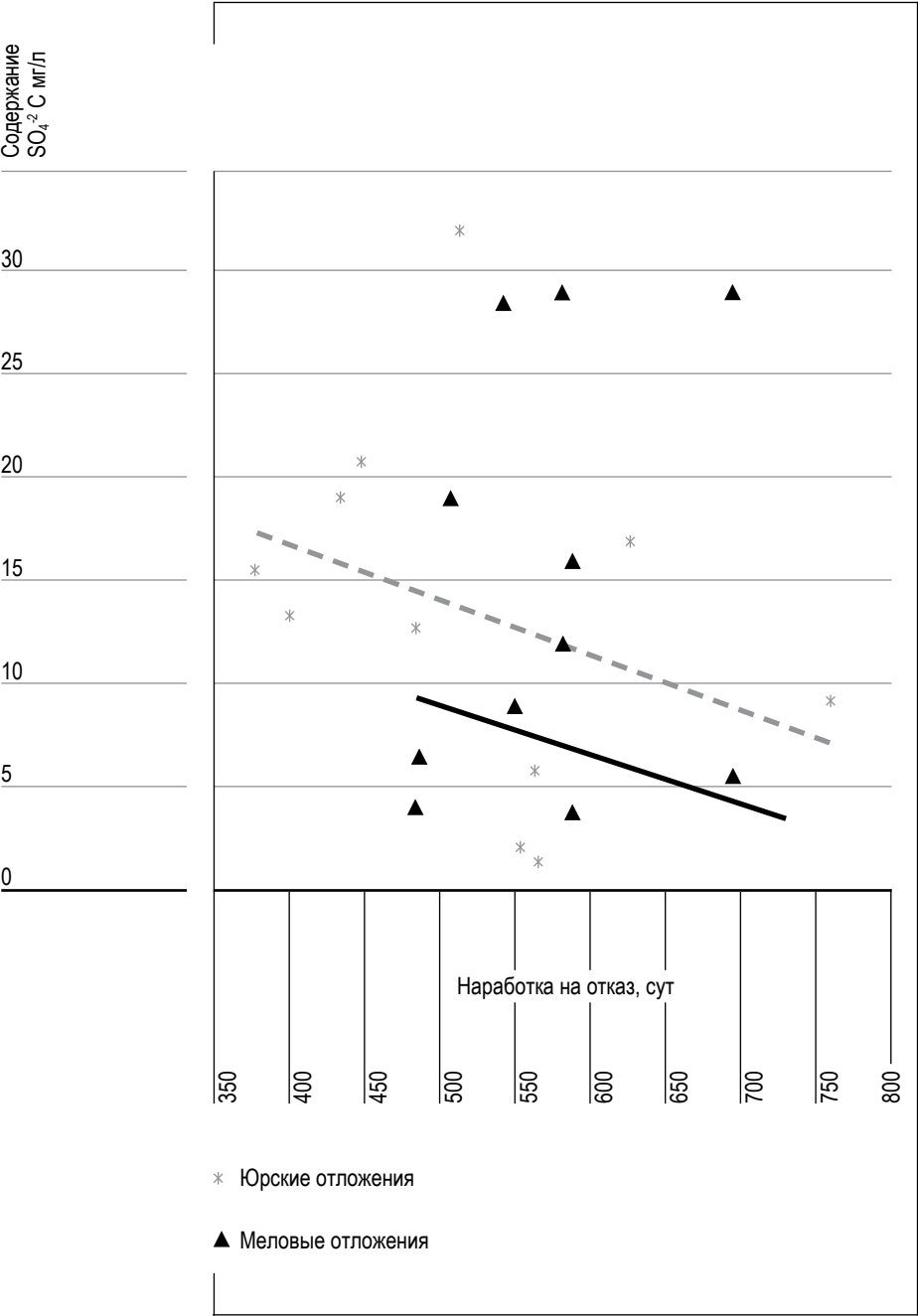


**Рис. 8.** Расположение кустов с осложнённом фондом юрских объектов: А) Объект ЮВ1 крупного месторождения Б) Объект ЮВ1 уникального месторождения.

Fig. 8. The location of production pads with a complicated wells of Jurassic objects: A) Object UV1 of a large deposit; B) The object of the UV1 unique deposit.

ект в целом имеет низкую минерализацию пластовой воды. Осложнения на викуловской свите начинаются при большой наработке оборудования и любые меры по борьбе с солеотложением требуют экономического обоснования, включая применение дорогостоящих систем борьбы, основанных на электромагнитном воздействии, которое проходило пилотное испытание на этом объекте.

По итогам завершения сбора и систематизации всех исходных данных, объединения баз данных и группирования объектов был проведен дополнительный заключающий кросс-анализ. В анализе рассматривается степень влияния всех параметров на наработку на отказ с поиском определенных региональных трендов, тенденций и закономерностей. Анализ проведен отдельно для юрских и меловых отложений ввиду разного состава пластовых вод и разных подходов к разработке. Ниже представлены две такие зависимости (рис. 9 и рис. 10). Для рассмотренных объектов с осложнениями построена зависимость содержания сульфата в пластовой воде и наработки на отказ. Тенденция является не столь выраженной из-за влияния множества факторов на наработку на отказ. Объекты с максимальным содержанием сульфата имеют более низкую наработку на отказ на осложненном фоне. При составлении программы работ необходимо принимать во внимание и учитывать объем содержания сульфата по каждому объекту и увеличивать количество мероприятий и объемы хим. реагентов в соответствии. Другая тенденция сформирована за счет объединения нескольких баз данных. Накопленное водонефтяное соотношение (соотношение накопленной добычи воды к накопленной добыче нефти) тоже имеет влияние на наработку на отказ. Большой объем добытой воды промывает скважины снижая солеотложения и увеличивает наработку. Соответственно имеются и положительные стороны при росте обводненности. На ранних стадиях разработки в период низкой обводненности риски отказов могут быть выше, что требует принятия дополнительных мер на объектах с нестабильными водами.



**Рис. 9. Кросс-плот содержания сульфата и наработки на отказ рассмотренных объектов.**  
Fig. 9. Cross-plot of sulfate content and mean time between failures of the considered objects.

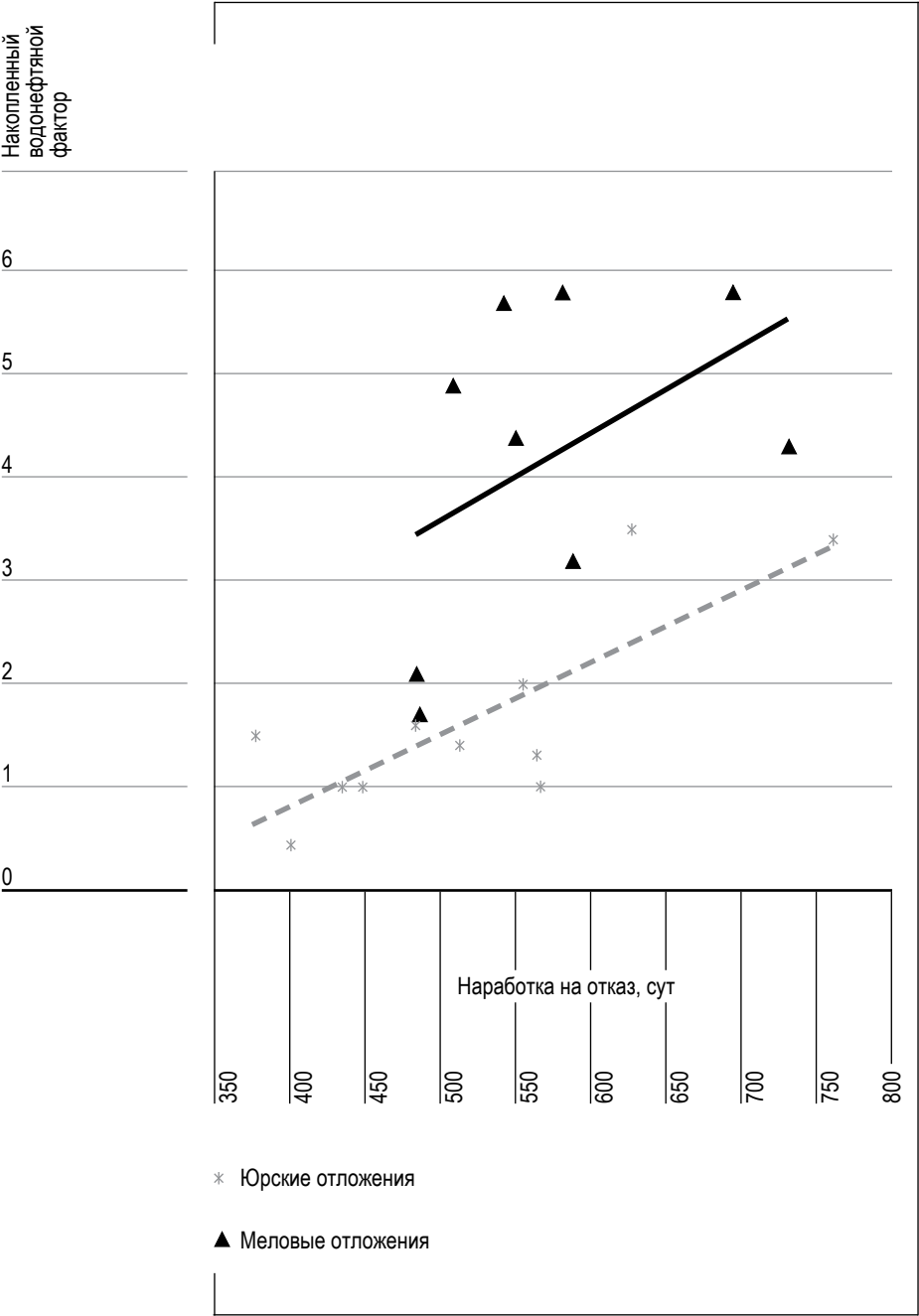


Рис. 10.

**Кросс-плот накопленного водонефтяного фактора и наработки на отказ рассмотренных объектов.**  
Fig 10. Cross-plot of the accumulated oil-water factor and mean time between failures of the considered objects.

### **Заключение**

По итогам проведенного анализа сделан вывод о том, что по ряду объектов количество скважин в осложнённом фонде, вероятно, существенно занижено. Соответственно, на этих объектах не проводится необходимое количество мероприятий по борьбе с солеотложением. К этим объектам в первую очередь относятся юрские отложения, где имеются все предпосылки для солеотложений на большом количестве скважин. На юрских отложениях произошло существенное падение добычи за последние несколько лет с пиковых значений. На ряде объектов практически вся площадь имеет существенные осложнения и отказы оборудования в связи с солеотложением. На текущий момент не существуют отдельного регламента для работы с осложнённым фондом скважин с солеотложением на юрских отложениях. Подготовленные ранее регламенты основаны на опыте работы на меловых отложениях и не учитывают особенности разработки юрских отложений. Описанный системный подход в части выявления осложненного фонда юрских отложений, позволит сформировать нормативную документацию, учитывающую полученные, новые знания в данном направлении и позволит улучшить положительную динамику работы с фондом скважин.

Осложнения на основных уникальных месторождениях на меловых объектах имеют локализованный характер. Большая часть осложненного фонда находится в периферийной зоне, где происходит смешивание законтурной пластовой воды с закачиваемой подтоварной водой, как наиболее вероятное объяснение. Локальные осложнения требуют рассмотрения возможных изменений в системе поддержания пластового давления (ППД) в части водоподготовки, в качестве превентивных мер для предотвращения расширения проблемных зон. При отсутствии должного контроля осложнения могут стать системными, с негативным влиянием на показатели добычи и эффективности в целом.

### **Список использованных сокращений и аббревиатур**

- ГНО – Глубинно-насосное оборудование  
ЭЦН – Электроцентробежный насос  
НКТ – Насосно-компрессорные трубы  
АСПО – Асфальтено-смолисто-парафинистые фракции  
ТКС – Текущий капитальный ремонт скважин  
ГРП – Гидроразрыва пласта  
МБРХ – Мобильный блок реагентного хозяйства  
БДР – Блок дозирования реагентов  
ЗУМПФ – Зона успокоения мехпримесей и флюидов  
РВК – Резонансно-волновой комплекс  
ПЭД – Погружной электродвигатель  
ТПП – Территориально-производственное предприятие  
ППД – Поддержание пластового давления

### **Список источников**

1. Snoeyink V. L., Jenkins D. Water Chemistry // Published by Wiley. January 1991. 496 p.
2. Бычинский В. А. Гидрогеология нефти и газа. Учебное пособие. Часть 1. Иркутский Государственный Университет, Иркутск, 2008. 221 с.
3. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. Москва: Недра, 1972. 280 с.
4. Киреева Т. А., Гусева О. В., Судо Р. М. Влияние химического состава пластовых вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири на разработку залежей (на примере средне-Хулымского месторождения) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2012. № 2. С. 35–44.
5. Фархутдинова А. И., Яркеева Н. Р. Анализ пластовых вод и прогнозирование выпадения солей на примере нефтяного месторождения Восточной Сибири // Вестник молодого ученого УГНТУ. 2022. № 1 (17). С. 38–44.
6. Фаткуллин А. А., Галиев И. А. Солеотложения: причины и последствия // Современные технологии в нефтегазовом деле, сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 г. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. С. 323–327.

7. Аксенов Д. А. Эксплуатация скважин в условиях солеотложения // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12. № 2 (63). С. 5.
8. Фролов В. В., Невзорова А. Б. Эффективности эксплуатации насосного оборудования нефтяных скважин в условиях повышенного солеотложения // Стратегия и тактика развития производственно-хозяйственных систем: сборник научных трудов. Гомель: Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого, 2023. С. 166–169.
9. Hajirezaie S., Wu X., Soltanian M.R., Sakha S. Numerical simulation of mineral precipitation in hydrocarbon reservoirs and wellbores // Fuel. 2019. Vol. 238. P. 462–472. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.101>
10. Masoodiyeh F., Mozdianfard M.R., Karimi-Sabet J. Solubility estimation of inorganic salts in supercritical water // The Journal of Chemical Thermodynamics. 2014. Vol. 78. P. 260–268. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2014.06.018>
11. Moghadasi J., Müller-Steinhagen H., Jamialahmadi M., Sharif A. Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2004. Vol. 43. Issue 3–4. P. 201–217. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.014>
12. Zhang P., Liu Y., Kuok S.C., Kan A. T., Tomson M. B., Development of modeling approaches to describe mineral scale deposition kinetics in porous medium and pipe flow system // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. P. 594–601. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.070>
13. Шангараева Л. А., Максютин А. В., Султанова Д. А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1. С. 336.
14. Мавлембердин А. С., Кузьменков С. Г. Причины солевых отложений и Методы борьбы с ними в скважинах, оборудованных УЭЦН Мамонтовского месторождения // Новая наука: от идеи к результату. 2024. № 5. С. 35–49.
15. Новый концептуальный подход к защите погружного оборудования от солеотложений / Ивановский В. Н., Сабилов А. А., Донской Ю. А., Якимов С.Б., Исрафилов Р.Т. // Территория Нефтегаз. 2013. № 9. С. 12–16.

16. Сибиряков К. А. Разработка ингибитора комплексного действия для защиты от коррозии и солеотложения в процессе нефтедобычи // Новая наука: Проблемы и перспективы. 2016. № 121-3. С. 271–274.
17. Интеллектуальные программно-аппаратные комплексы защиты скважинного оборудования от отложения солей / Ивановский В. Н., Сабиров А. А., Герасимов И. Н., Клименко К. И., Донской Ю. А., Деговцов А. В., Пекин С. С. // Территория Нефтегаз. 2015. № 4. С. 20–24.
18. Фаткуллин А. А. Обзор методов борьбы с солеотложениями // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. С. 327–331.
19. Митрошин А. В., Дубовцев А. С., Дулесова Л. Г. Анализ осложняющих факторов в процессе механизированной добычи нефти на предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 6. С. 57–60. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-6\(330\)-57-60](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-6(330)-57-60)
20. Способ автоматического определения причины неполадки работы глубинно-насосного оборудования добывающей скважины на основе машинного обучения / Сафуанов Р. И., Заикин А. А., Нургалиев Д. К., Судаков В. А., Усманов С. А., Тахауов А. А. // Патент № 2763102 С1 Российская Федерация, МПК F04B 51/00, E21B 47/12.: № 2021110756: заявл. 16.04.2021; опубл. 27.12.2021, заявитель Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
21. Jansen van Rensburg N. Artificial Intelligence Can Reduce ESP Failures // J Pet Technol. 2019. Vol 71. No. 05. P. 16–17. <https://doi.org/10.2118/0519-0016-JPT>
22. Saniya K., Navya Y., Firmansyah J.B., Supriya G., Prasanna N., Mahyar M., Malik A. Automated ESP Failure Root Cause Identification and Analyses Using Machine Learning and Natural Language Processing Technologies // Paper presented at the SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium, Virtual and The Woodlands, Texas, USA, October 2021. <https://doi.org/10.2118/204519-MS>
23. Abhishek S., Praprut S., Sinha R.R. Integrating Domain

Knowledge with Machine Learning to Optimize Electrical Submersible Pump Performance // Paper presented at the SPE Canadian Energy Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 2022. <https://doi.org/10.2118/208972-MS>

24. Nagaraju R., Mayada S.A., Saeed A.S., Ayman E., Vanam P.R. ESP Failure Prediction in Water Supply Wells Using Un-supervised Learning // Paper presented at the Gas & Oil Technology Showcase and Conference, Dubai, UAE, March 2023. <https://doi.org/10.2118/214010-MS>
25. Khabibullin R. A., Shabonas A. R., Gurbatov N. S., Timonov A.V. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oilfields with Large Number of Wells // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020. <https://doi.org/10.2118/201881-MS>

## References

1. Snoeyink VL, Jenkins D. Water Chemistry. Published by Wiley. January 1991. 496 p.
2. Bychinsky VA. Hydrogeology of oil and gas. A study guide. Part 1. Irkutsk State University, Irkutsk, 2008. 221 p. (In Russ.).
3. Kartsev AA. Hydrogeology of oil and gas fields. Moscow: Nedra; 1972, 280 p. (In Russ.).
4. Kireeva TA, Guseva OV, Sudo RM. The influence of the chemical composition of reservoir waters of oil and gas fields in Western Siberia on the development of deposits (on the example of the Sredne-Khulymskoye field). Moscow University Bulletin. Series 4. Geology. 2012;(2):35-44. (in Russ.).
5. Farkhutdinova AI, Yarkeeva NR. Analysis of produced water and prediction of salt precipitation in the example of the Eastern Siberia oil field. Vestnik molodogo uchenogo = Bulletin of the young scientist of USNTU. 2022;1(17):38-44. (In Russ.).
6. Fatkullin AA, Galiev IA. Salt deposition: causes and consequences. Modern technologies in the oil and gas industry, proceedings of the International Scientific and Technical conference, Oktyabrsky, May 22-23, 2024. Ufa: Ufa State Petroleum Technical University. 2024;323-327. (In Russ.).
7. Aksenov DA. Operation of wells in conditions of salt deposition. Academic Journal of West Siberia. 2016;12(2(63)):5. (In Russ.).

8. Frolov VV, Nevzorova AB. Efficiency of operation of pumping equipment of oil wells in conditions of increased salt deposition. Strategy and tactics of the development of production and economic systems: a collection of scientific papers. Gomel: Gomel State Technical University named after PO Sukhoi; 2023. P. 166-169. (In Russ.).
9. Hajirezaie S, Wu X, Soltanian MR, Sakha S. Numerical simulation of mineral precipitation in hydrocarbon reservoirs and wellbores. *Fuel*. 2019;238:462-472. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.101>
10. Masoodiyeh F, Mozdianfard MR, Karimi-Sabet J. Solubility estimation of inorganic salts in supercritical water. *The Journal of Chemical Thermodynamics*. 2014;78:260-268. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2014.06.018>
11. Moghadasi J, Müller-Steinhagen H, Jamialahmadi M, Sharif A. Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004;43(3-4):201-217. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.014>
12. Zhang P, Liu Y, Kuok SC, Kan AT, Tomson MB, Development of modeling approaches to describe mineral scale deposition kinetics in porous medium and pipe flow system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019;178:594-601. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.070>
13. Shangaraeva LA, Maksyutin AV, Sultanova DA. Methods to prevent scale during the development and exploitation of oil field. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya* = Modern problems of science and education. 2015;(1):336. (in Russ.).
14. Mavlembardin AS, Kuzmenkov S. G. The causes of salt deposits and methods of combating them in wells equipped with the ECP of the Mamontovskoye field. *Novaya nauka: ot idei k rezul'tatu* = New science: from idea to result. 2024;(5):35-49. (In Russ.).
15. Ivanovsky VN, Sabirov AA, Donskoy YuA, Yakimov SB, Israfilov RT. New conceptual approach to protection of submersible equipment from scales. *Territoriya Neftegaz* = Territory of Neftegaz. 2013;(9):12-16. (In Russ.).
16. Sibiryakov KA. Development of comprehensive inhibitor for protection against corrosion and scaling in oil production. *New*

- science: Problems and prospects. 2016;(121-3):271-274. (In Russ).
17. Ivanovskiy VN, Sabirov AA, Gerasimov IN, Klimenko KI, Donskoy YuA, Degovtsov AV, Pekin SS. Intelligent hardware and software systems protect downhole equipment from salt deposits. *Territoriya Neftegaz = Territory of Neftegaz*. 2015;(4):20-24. (In Russ.).
  18. Fatkullin AA. Review of methods for combating salt deposits. *Modern technologies in oil and gas business – 2024: proceedings of the international scientific and technical conference, Oktyabrsky, May 22-23, 2024*. Ufa: Ufa State Petroleum Technical University; 2024;327-331.
  19. Mitroshin AV, Dubovtsev AS, Dulesova LG. Analysis of complicating factors during mechanized oil production at PJSC LUKOIL enterprises. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2019;(6):57-60. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-6\(330\)-57-60](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-6(330)-57-60) (In Russ.).
  20. Safuanov RI, Zaikin AA, Nurgaliev DK, Sudakov VA, Usmanov SA, Takhauv AA. A method for automatically determining the cause of a malfunction of the deep pumping equipment of a producing well based on machine learning. Patent No. 2763102 C1 Russian Federation, IPC F04B 51/00, E21B 47/12.: No. 2021110756: application 04/16/2021: publ. 12/27/2021, applicant VD Shashin Tatneft Public Joint Stock Company.
  21. Jansen van Rensburg N. Artificial Intelligence Can Reduce ESP Failures. *J Pet Technol*. 2019;71(05):16-17. <https://doi.org/10.2118/0519-0016-JPT>
  22. Saniya K, Navya Y, Firmansyah JB, Supriya G, Prasanna N, Mahyar M, Malik A. Automated ESP Failure Root Cause Identification and Analyses Using Machine Learning and Natural Language Processing Technologies. Paper presented at the SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium, Virtual and The Woodlands, Texas, USA, October 2021. <https://doi.org/10.2118/204519-MS>
  23. Abhishek S, Praprut S, Sinha RR. Integrating Domain Knowledge with Machine Learning to Optimize Electrical Submersible Pump Performance. Paper presented at the SPE Canadian Energy Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 2022. <https://doi.org/10.2118/208972-MS>
  24. Nagaraju R, Mayada SA, Saeed AS, Ayman E, Vanam PR. ESP Failure Prediction in Water Supply Wells Using Unsuper-

vised Learning. Paper presented at the Gas & Oil Technology Showcase and Conference, Dubai, UAE, March 2023. <https://doi.org/10.2118/214010-MS>

25. Khabibullin RA, Shabonas AR, Gurbatov NS, Timonov AV. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oil-fields with Large Number of Wells. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020. <https://doi.org/10.2118/201881-MS>

### **Информация об авторах**

**Денис Александрович Иванов** – ведущий инженер отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», с 18.09.2024 главный специалист по гидродинамическому моделированию, Передовая инженерная школа нефти, Высшая школа нефти, Researcher ID: LDG-6022-2024.

**Рамиль Фаритович Валиев** – ведущий инженер отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «Лукойл-Инжиниринг».

**Дмитрий Сергеевич Надеен** – ведущий инженер отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «Лукойл-Инжиниринг».

**Ришат Наилевич Шагисламов** – начальник отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «Лукойл-Инжиниринг».

**Руслан Геннадьевич Кожевников** – старший менеджер управления обеспечения добычи нефти и производства сервисных работ ПАО «Лукойл».

### **Вклад авторов**

**Денис Александрович Иванов.** Сбор данных, формирование алгоритмов, рабочая переписка, проведение исследований, написание статьи.

**Рамиль Фаритович Валиев.** Технические консультации, обзор методов борьбы с осложнениями, редакция текста.

**Дмитрий Сергеевич Надеен.** Технические консультации, обзор методов борьбы с осложнениями.

**Ришат Наилевич Шагисламов.** Функциональное и административное руководство работы.

**Руслан Геннадьевич Кожевников.** Технические консультации, экспертиза результатов, выводы.

### **Information about the authors**

**Denis A. Ivanov** – Lead Engineer, Oil and gas production monitoring, LLC LU-KOIL-Engineering as of 18 September 2024 Simulation Chief Specialist, Higher School of Petroleum, Advanced Petroleum Engineering School, Researcher ID: LDG-6022-2024.

**Ramil F. Valiev** – Lead Engineer, Oil and Gas Production Monitoring, LLC LU-KOIL-Engineering.

**Dmitry S. Nadeen** – Lead Engineer, Oil and Gas Production Monitoring, LLC LUKOIL-Engineering.

**Rishat N. Shagislamov** – Head of Oil and Gas Production Monitoring Unit, LLC LUKOIL-Engineering.

**Ruslan G. Kozhevnikov** – Senior Manager of Oil Production and Maintenance PJSC LUKOIL.

### **Contribution of the authors**

**Denis A. Ivanov.** Data collection, formation of algorithms, conducting research, writing this article.

**Ramil F. Valiev.** Technical consultations, overview of methods for dealing with complications, editing this article.

**Dmitry S. Nadeen.** Technical consultations, overview of methods for dealing with complications.

**Rishat N. Shagislamov.** Functional and administrative management of the work.

**Ruslan G. Kozhevnikov.** Technical consultations, examination of the results, conclusions.



Научная статья  
УДК 622.276.031:550.822.3  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.8>

## КОЭФФИЦИЕНТ БИО В ТЕРРИГЕННОМ РАЗРЕЗЕ: МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ

Василий Сергеевич Кулешов<sup>1</sup>,  
Виктория Александровна Морева<sup>2\*</sup>,  
Михаил Иванович Самойлов<sup>3</sup>,  
Алексей Юрьевич Кудымов<sup>4</sup>,  
Николай Александрович Распутин<sup>5</sup>

- <sup>1</sup> РН-Технологии (д. 1, б-р Раменский, Москва, 119607, Российская Федерация)  
<sup>2, 3, 4</sup> Тюменский нефтяной научный центр (д. 42, ул. Максима Горького, Тюмень, 625000, Российская Федерация)  
<sup>5</sup> РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ (д. 16В, ул. Геологоразведчиков, Новый Уренгой, 629306, Российская Федерация)  
<sup>1</sup> [kuleshovvs@gmail.com](mailto:kuleshovvs@gmail.com); <https://orcid.org/0000-0001-7542-0518>  
<sup>2</sup> [vafadeeva@tnnc.rosneft.ru](mailto:vafadeeva@tnnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0000-1078-5743>  
<sup>3</sup> [MI\\_Samoylov2@tnnc.rosneft.ru](mailto:MI_Samoylov2@tnnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0001-9586-0307>  
<sup>4</sup> [aykudymov@tnnc.rosneft.ru](mailto:aykudymov@tnnc.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>  
<sup>5</sup> [narasputin@rspn.rosneft.ru](mailto:narasputin@rspn.rosneft.ru); <https://orcid.org/0009-0004-4938-3580>  
\* Автор, ответственный за переписку

### Аннотация.

В представленной работе описывается понятие коэффициента Био (коэффициента пороупругости) как значимого физического параметра в теории эффективных напряжений, используемой для описания пороупругого состояния горных пород, а также интервал изменения коэффициента Био в зависимости от пористости и особенностей строения матрицы горных пород. Представлен обзор наиболее известных и практически значимых способов определения значений коэффициента пороупругости: методы Уиллиса, Франкута и Абасса, измерений проницаемости пород в зависимости от эффективного напряжения, а также изменения давления обжима в соотношении к изменению порового давления. Указан список распространенных корреляционных зависимостей для оценки коэффициента пороупругости. Продемонстрированы подходы и кратко описаны процедуры специальных лабораторных исследований керна. Продемонстрированы результаты интерпретации данных и установления взаимосвязей величин для объектов разработки одного из месторождений в Западной Сибири. Определены корреляционные зависимости коэффициента Био по отношению к фильтрационно-емкостным свойствам пласта (ФЕС), акустическим и уп-

ругим свойствам горных пород для продуктивных интервалов пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub>. Для определения характерных значений коэффициента Био в отдельных объектах разработки предлагается метод, основанный на построении диаграммы размаха («ящиков с усами»). Представленный материал будет полезен инженерам-геомеханикам в целях уточнения напряжённо-деформированного состояния на схожих по фильтрационно-емкостным и упруго-прочным свойствам горных пород Западной Сибири. Результаты имеют практическую значимость для обеспечения стабильности стволов скважин и моделирования процессов гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Ключевые слова: лабораторные исследования, коэффициент пороупругости, коэффициент Био, объемное сжатие, керновые исследования, геомеханическое моделирование, корреляционные зависимости

Для цитирования: Кулешов В. С., Морева В. А., Самойлов М. И., Кудымов А. Ю., Распутин Н. А. Коэффициент Био в терригенном разрезе: методы исследования и практическая значимость // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 179-204. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.8>

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 02.10.2024;  
одобрена после рецензирования 27.11.2024;  
принята к публикации 13.12.2024;

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields  
(Technical Sciences)

Research article

Biot’s coefficient in terrigenous section:  
research methods and practical significance

Vasiliy S. Kuleshov<sup>1</sup>, Victoria A. Moreva<sup>2\*</sup>, Michael I. Samojlov<sup>3</sup>,  
Alexey Ju. Kudymov<sup>4</sup>, Nikolay A. Rasputin<sup>5</sup>

<sup>1</sup> RN-Technologies (1, Ramenskiy Blvd, Moscow, 119607, Russian Federation)  
<sup>2, 3, 4</sup> Tyumen Oil Research Center (42 Maxim Gorky St., Tyumen, 625000, Russian Federation)  
<sup>5</sup> ROSPAN INTERNATIONAL (16B, Geologorazvedchikov St., Novy Urengoy, 629306, Russian Federation)

<sup>1</sup> vs\_kuleshov@rosneft.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7542-0518>  
<sup>2</sup> vafadeeva@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0000-1078-5743>

<sup>3</sup> MI\_Samoylov2@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0001-9586-0307>

<sup>4</sup> aykudymov@tnnc.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>

<sup>5</sup> narasputin@rspn.rosneft.ru; <https://orcid.org/0009-0004-4938-3580>

\* Corresponding author

#### Abstract.

In the presented work the concept of Bio coefficient (poroelasticity coefficient) is described as a significant physical parameter in the theory of effective stresses used to describe the poroelastic state of rocks, as well as the interval of change in the Bio coefficient depending on the porosity and structural features of the rock matrix. An overview of the most well-known and practically significant methods for determining the values of the poroelasticity coefficient is presented: the methods of Willis, Frankut and Abass, measurements of rock permeability depending on effective stress, as well as changes in crimping pressure in relation to changes in pore pressure. A list of common correlation dependencies for estimating the poroelasticity coefficient is given. Approaches are demonstrated and procedures for special laboratory core studies are briefly described. The results of data interpretation and the establishment of correlations of values for the objects of development of one of the fields in Western Siberia are demonstrated. The correlation dependences of the Bio coefficient with respect to the filtration and capacitance properties of the formation (FES), acoustic and elastic properties of rocks for the productive intervals of the formations BU<sub>16</sub>, BU<sub>17</sub>, Ac<sub>3-4</sub>, Ac<sub>5</sub> and Ac<sub>6</sub>. To determine the characteristic values of the Bio coefficient in individual development objects, a method based on the construction of a span diagram is proposed («boxes with moustaches»). The presented material will be useful to geomechanical engineers in order to clarify the stress-strain state on rocks of Western Siberia that are similar in filtration-capacitance and elastic-strength properties. The results are of practical importance for ensuring the stability of boreholes and modeling hydraulic fracturing processes.

#### Keywords:

laboratory studies, poroelasticity coefficient, Biot's coefficient, volumetric compression, core tests, geomechanical modeling, correlation dependencies

#### For citation:

Kuleshov VS, Moreva VA, Samojlov MI, Kudymov JuA, Rasputin NA. Biot's coefficient in terrigenous section: research methods and practical significance. Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):179-204. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.8>

#### Conflict of interest:

the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 08.10.2024;  
approved after reviewing 27.11.2024;  
accepted for publication 13.12.2024.

### Введение

Знание достоверных упруго-прочностных свойств горной породы в первую очередь необходимо для расчета напряженного-деформированного состояния, что в свою очередь является ключевым для успешного бурения, заканчивания скважин и проведения геолого-технических мероприятий (в частности, проведение гидравлического разрыва пласта) [1, 2]. Обеспечение стабильности ствола скважины и моделирование ГРП напрямую связаны с пониманием не только упруго-прочностных свойств, но и пороупругих свойств горных пород [3]. Основным способом описания пороупругого поведения горной породы является теория эффективных напряжений, где одним из параметров является коэффициент пороупругости или коэффициент Био, который показывает «эффективность» давления, создаваемого флюидом в поровом пространстве, противодействовать общему (полному) напряжению, действующему на скелет горной породы [4].

На напряженно-деформированное состояние пористой среды влияет не только твердая, но и жидкая фаза, которая заполняет пустотное пространство (рис. 1). То есть напряжения в пористых средах частично передаются за счет жидкой фазы и частично за счет твердой. Терзаги [5] первым показал, что деформация полностью насыщенной флюидом пористой среды с заданным поровым давлением ( $P_p$ ) определяется эффективными напряжениями ( $\sigma'$ ). Значения эффективных напряжений, действующих на скелет горной породы, с учетом коэффициента пороупругости ( $\alpha$ ) можно представить в виде [6]:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \quad (1)$$

То есть внешние нагрузки в пористой среде уравниваются не только матрицей породы, но и содержащейся в поровом пространстве жидкостью. Напряжения, обусловленные давлением порового флюида, не вызывают сдвиговых деформаций и равномерно передаются во всех направлениях среды. Из соотношения (1) следует, что увеличение порового давления снижает нагрузку на матрицу.

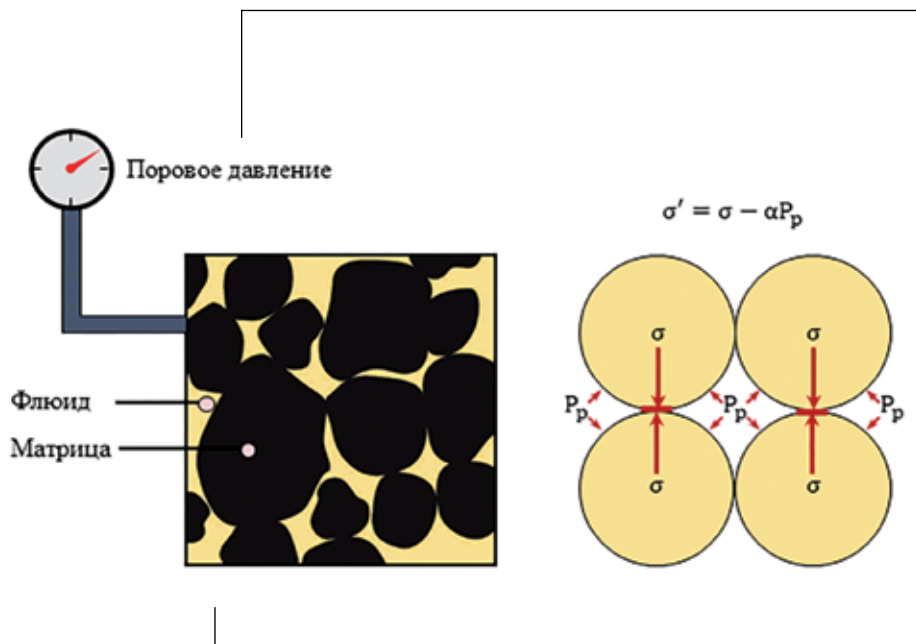


Рис. 1.

**Схематическое представление пористых тел, заполненных флюидами.**

Fig. 1. Schematic representation of porous bodies filled with fluids.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

Коэффициент Био изменяется в пределах  $0 \leq \alpha \leq 1$  и зависит от структуры порового пространства, а также от строения самой матрицы горной породы и определяется на основе проведения лабораторных исследований. При этом для пород с достаточно низким значением пористости  $\phi$  значение коэффициента Био стремится к нулю и, наоборот, для пористых слабоконсолидированных сред значение коэффициента Био стремится к единице.

Следует отметить, что вопросами изучения коэффициента Био в последние годы озадачены не только зарубежные исследователи, но также и ученые из Российской Федерации [7, 8, 9], что свидетельствует о растущем интересе к данной тематике, как на международном, так и на национальном уровне.

Целью данной работы является установление зависимостей коэффициента Био с фильтрационно-емкостными свойствами, акустическими и упругими свойствами пород пласта, путем проведения лабораторных исследований керна, отобранного из продуктивных интервалов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub> одного из месторождений западной Сибири.

### Материалы и методы исследований

Методы определения коэффициента Био. На текущий момент времени существует ряд методов, позволяющих выполнить измерения коэффициента Био. Наиболее распространенным методом является способ, предложенный Био и Уиллисом [10]. Согласно предложенной методики эксперимент проводится в два этапа: определение сжимаемости зерен и определение общей сжимаемости образца керна. Следует отметить, что на практике зачастую используют обратные величины – модули объемного сжатия зерен и образца

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_s} \quad (2)$$

где  $K_b = 1/\beta$  – модуль объемного сжатия образца;

$K_s = 1/\beta_s$  – модуль объемного сжатия зерен;

$\beta$  – общая сжимаемость образца;

$\beta_s$  – сжимаемость отдельного зерна.

Коэффициент Био можно определить с помощью одноэтапного метода, предложенного Франкутом и Абассом [11]. При таком подходе замеряется объем жидкости, который вытесняется из образца керна при создании на него внешней нагрузки, а отношение вытесненного объема жидкости к изменению общего объема образца определяет коэффициент Био:

$$\alpha = 1 - \frac{\Delta V_p}{\Delta V} \quad (3)$$

где  $\Delta V_p$  – вытесненный объем флюида из образца керна;

$\Delta V$  – изменение общего объема образца.

Кроме того, путем анализа изменения проницаемости горных пород в зависимости от эффективного напряжения можно определить коэффициент Био согласно [12]:

$$\alpha = 1 - \frac{\Delta k_p}{\Delta k_c} \quad (4)$$

где  $\Delta k_p$  – изменение проницаемости из-за изменения порового давления при постоянном давлении обжима;  
 $\Delta k_c$  – изменение проницаемости вследствие изменения давления обжима при постоянном поровом давлении.

В работе [13] предложен еще один способ измерения коэффициента Био. Авторами установлено: когда значение объемной деформация снижается вследствие увеличения порового давления, требуется большее давление обжима для того, чтобы вернуть объемную деформацию к начальному значению. Таким образом, коэффициент Био можно вычислить за счет отношения изменения давления обжима ( $\Delta P_c$ ) к изменению порового давления ( $\Delta P_p$ ).

$$\alpha = 1 - \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} \quad (5)$$

Соотношения (2)–(5) описывают способы вычисления коэффициента Био по результатам лабораторных исследований. Наиболее известные корреляционные зависимости для коэффициента Био ( $\alpha$ ) представлены в таблице 1, в которой введены следующие обозначения:

$\phi$  [д.е.] – пористость;  
 $k$  [мД] – проницаемость;  
 $V_p$  [м/с] – продольная скорость.

Методика проведения лабораторных исследований. Эксперименты проводились на специализированном оборудовании для исследования прочностных и упругих свойств керна. В общем виде установка представляет собой камеру прочности со

Таблица 1.

НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ  
ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРОУПРУГОСТИ

Table 1. The most common correlation dependencies for the poroelastic  
coefficient

| Название       | Формула                                                                  |
|----------------|--------------------------------------------------------------------------|
| Ванг [2]       | $\alpha = 1 - 0,423 \cdot e^{-3,8\varphi}$                               |
| Кашников [7]   | $\alpha = 1.011 - 1,086 \cdot 10^{-12} \cdot V_p^{3,118}$                |
| Криф [14]      | $\alpha = 1 - (1 - \varphi)^{\frac{3}{1-\varphi}}$                       |
| Лорент [15]    | $\alpha = 1.75 - \varphi^{0,51}$                                         |
| Ли [16]        | $\alpha = 0.985 - \frac{68.74}{1 + \exp(\frac{\varphi + 0.406}{0.094})}$ |
| Климентос [17] | $\alpha = 0,045 \cdot \ln k + 0,70$                                      |

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

встроенной системой осевого нагружения с гидравлическим приводом. Напряжение обжима на образцах создается и поддерживается с помощью камеры псевдотрехосного сжатия и системы насосов. Дополнительно установка оснащена различными системами: создания порового давления, системой терморегулирования, системой измерений деформаций, системой измерений скоростей упругих волн.

Для испытаний использовались стандартные образцы для проведения псевдотрехосного сжатия, изготовленные из керна перпендикулярно напластованию диаметром 30 мм и с соотношением длины к диаметру, близкому к 2.0 согласно ГОСТ 21153.0-75.

Все эксперименты проводились на неэкстрагированных образцах с последующим донасыщением рабочей жидкостью (керосин) в условиях, приближенных к пластовым (термобарические условия) [18].

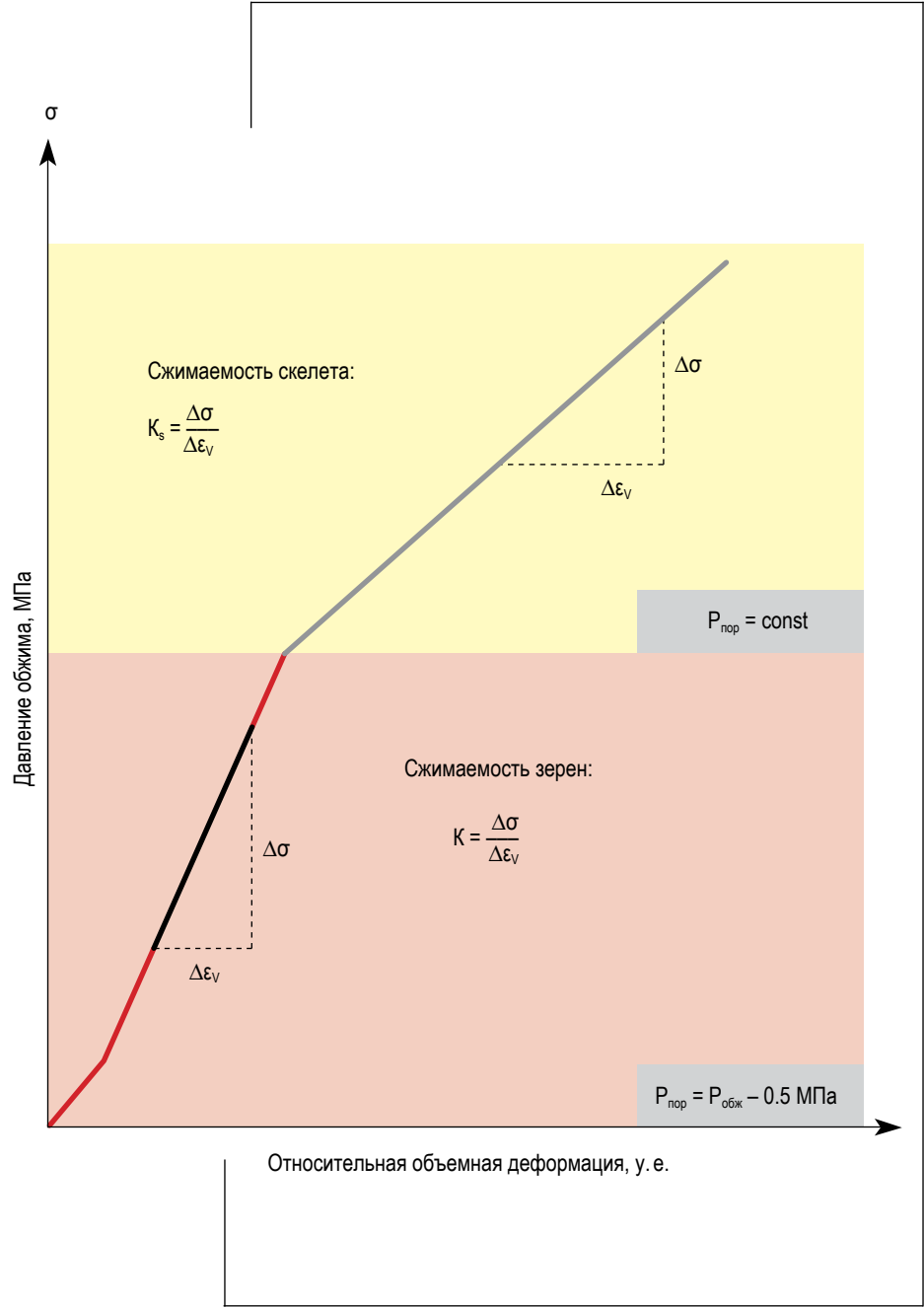


Рис. 2.

**Проведение лабораторных исследований по определению коэффициента Био [19].**

Table 2. Conducting laboratory studies to determine the Bio coefficient [19].

Источник: составлено по данным [19].

Source: compiled according to data [19].

Эксперимент проводится в 2 основных этапа: определение сжимаемости зерен и определение общей сжимаемости образца. Иногда используют обратные величины – модули объемного сжатия зерен и образца (рис. 2).

Приложение изостатического давления обжима и порового давления к образцам в условиях одинаковой контролируемой интенсивности нагружения является основным лабораторным методом измерения сжимаемости зерен. При повышении общего напряжения, если эффективное напряжение сохраняется постоянным с разностью 14 бар между изостатическим давлением обжима и поровым давлением, любая измеренная во время этой процедуры нагружения деформация образца связана только с деформацией зерен [20].

Таким образом, первый этап теста происходит за счет постепенного увеличения давления обжима и порового давления с помощью насоса подачи обжимного давления и насоса подачи порового флюида до необходимой величины порового давления с постоянной разницей между обжимным и поровым давлением в 0,5 МПа. Осуществляется непрерывная запись осевых и радиальных деформаций образца. При этом необходимо контролировать скорость подъема обжимного давления таким образом, чтобы давление на выходе из образца равнялось давлению на входе в образец в любой момент времени. Допускается также поэтапный подъем давления, но при этом каждый этап подъема давления должен оканчиваться стабилизацией значений на датчиках деформации.

Далее выполняется еще один этап нагружки, при котором поровое давление поддерживается на постоянном уровне, а давление обжима увеличивается до изостатического давления ( $\sigma_{iso}$ ) с постоянной скоростью. Изостатическое давление определяется как среднее значение между тремя главными напряжениями:

$$\sigma = \frac{\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h}{3}$$

где  $\sigma_v$  – вертикальное напряжение;  
 $\sigma_h$  – минимальное горизонтальное напряжение;  
 $\sigma_H$  – максимальное горизонтальное напряжение.

При проведении лабораторных исследований происходит непрерывная запись деформаций образца, а поровое давление не изменяется. На данном этапе можно определить общую сжимаемость. Далее по результатам измерений деформаций образца рассчитывается коэффициент Био согласно методике Био и Уиллисана (2).

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Лабораторные исследования выполнены на образцах керна, отобранных с продуктивных интервалов пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, АЧ<sub>3-4</sub>, АЧ<sub>5</sub> и АЧ<sub>6</sub> рассматриваемого месторождения Западной Сибири. Литологически образцы керна представлены песчаниками с мелко-тонкозернистой структурой и глинисто-карбонатным цементом.

Геолого-физические характеристики пластов представлены в таблице 2. Из таблицы видно широкий охват лабораторных исследований с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств. Пласты характеризуются достаточно низкими значениями пористости и проницаемости. При этом для пластов группы АЧ характерно аномально-высокое пластовое давление (АВПД), величина которого достигает  $K_{ан} = 1,72$ . В таблице 2 дополнительно указаны характерные значения порового давления, вертикального и минимального горизонтального напряжений, полученные в результате одномерного геомеханического моделирования с калибровкой модели на фактические данные гидравлического разрыва пласта (ГРП) и бурения скважин.

В результате проведения лабораторных исследований построены корреляционные зависимости коэффициента Био (табл. 3).

Установлено, что для терригенных отложений Западной Сибири изменение пористости в диапазоне  $2\% \leq \varphi \leq 18\%$  или  $3500 \text{ м/с} < V_p < 5500 \text{ м/с}$  приводит к изменению коэффициента Био в диапазоне  $0,83 \leq \alpha \leq 0,97$ .

Построение корреляционных зависимостей для каждого из объектов разработки на текущий момент не целесообразно ввиду недостаточной выборки образцов и, как следствие, нерепрезентативной выборки данных для построения отдельных корреляций.

Таблица 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИССЛЕДУЕМЫХ ПЛАСТОВ  
Table 2. Geological and physical characteristics of the studied formations

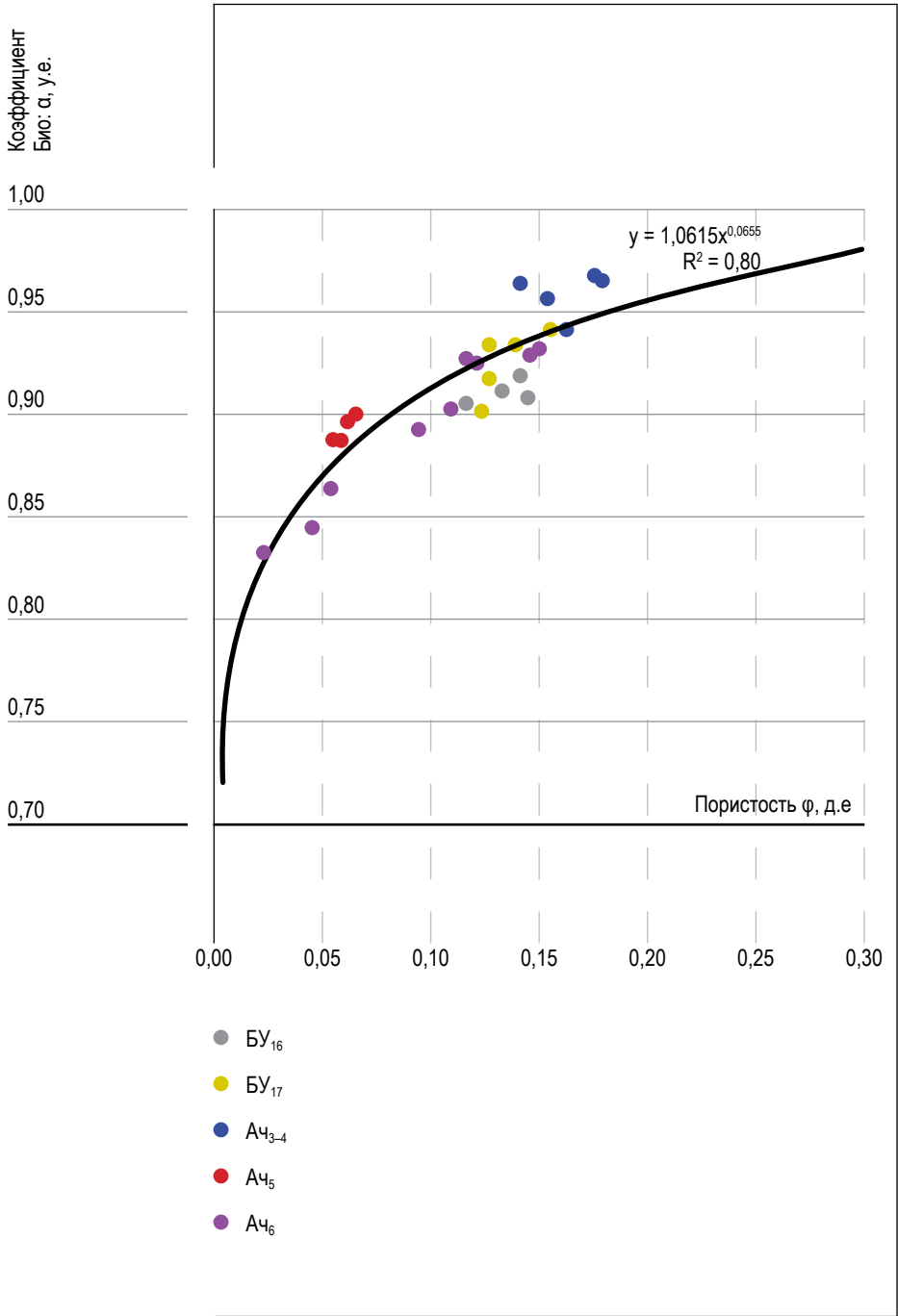
| Пласт                 | Глубина, АО | Пористость | Проницаемость | Температура | Pp  | $\sigma_v$ | $\sigma_h$ |
|-----------------------|-------------|------------|---------------|-------------|-----|------------|------------|
|                       | м           | %          | мД            | °С          | атм | атм        | атм        |
| БУ <sub>16(1-4)</sub> | 3293.9      | 11.5       | 4.1           | 94          | 333 | 763        | 446        |
| БУ <sub>16(2)</sub>   | 3336.5      | 9.7        | 0.3           | 98          | 357 | 773        | 458        |
| БУ <sub>17(1-1)</sub> | 3317.6      | 10.4       | 0.6           | 98          | 365 | 769        | 505        |
| БУ <sub>17(1-2)</sub> | 3367        | 13.3       | 1.5           | 98          | 370 | 780        | 512        |
| Ач <sub>3-4</sub>     | 3530.7      | 16.9       | 1.9           | 107         | 519 | 821        | 568        |
| Ач <sub>5(2-3)</sub>  | 3572.4      | 15.8       | 0.7           | 108         | 575 | 834        | 630        |
| Ач <sub>6(0-2)</sub>  | 3686.6      | 13.3       | 0.2           | 113         | 607 | 860        | 650        |
| Ач <sub>6(1-0)</sub>  | 3712.6      | 14.5       | 0.19          | 113         | 611 | 866        | 655        |

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by authors.

Таблица 3. КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ ЗАВИСИМОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА БИО  
Table 3. Correlation dependencies of Biot's coefficient

| Аргумент                                                 | Формула корреляции                        | R <sup>2</sup> | График |
|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------|--------|
| Пористость (φ, д.е.)                                     | $\alpha = 1.0615 \varphi^{0.0655}$        | 80 %           | Рис. 3 |
| Скорость пробега продольной волны (V <sub>p</sub> , м/с) | $\alpha = 1 - 0.0025 e^{0.0008 V_p}$      | 71 %           | Рис. 4 |
| Статический модуль Юнга (E <sub>stat</sub> , ГПа)        | $\alpha = 1 - 0.0224 e^{0.0573 E_{stat}}$ | 76 %           | Рис. 5 |

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

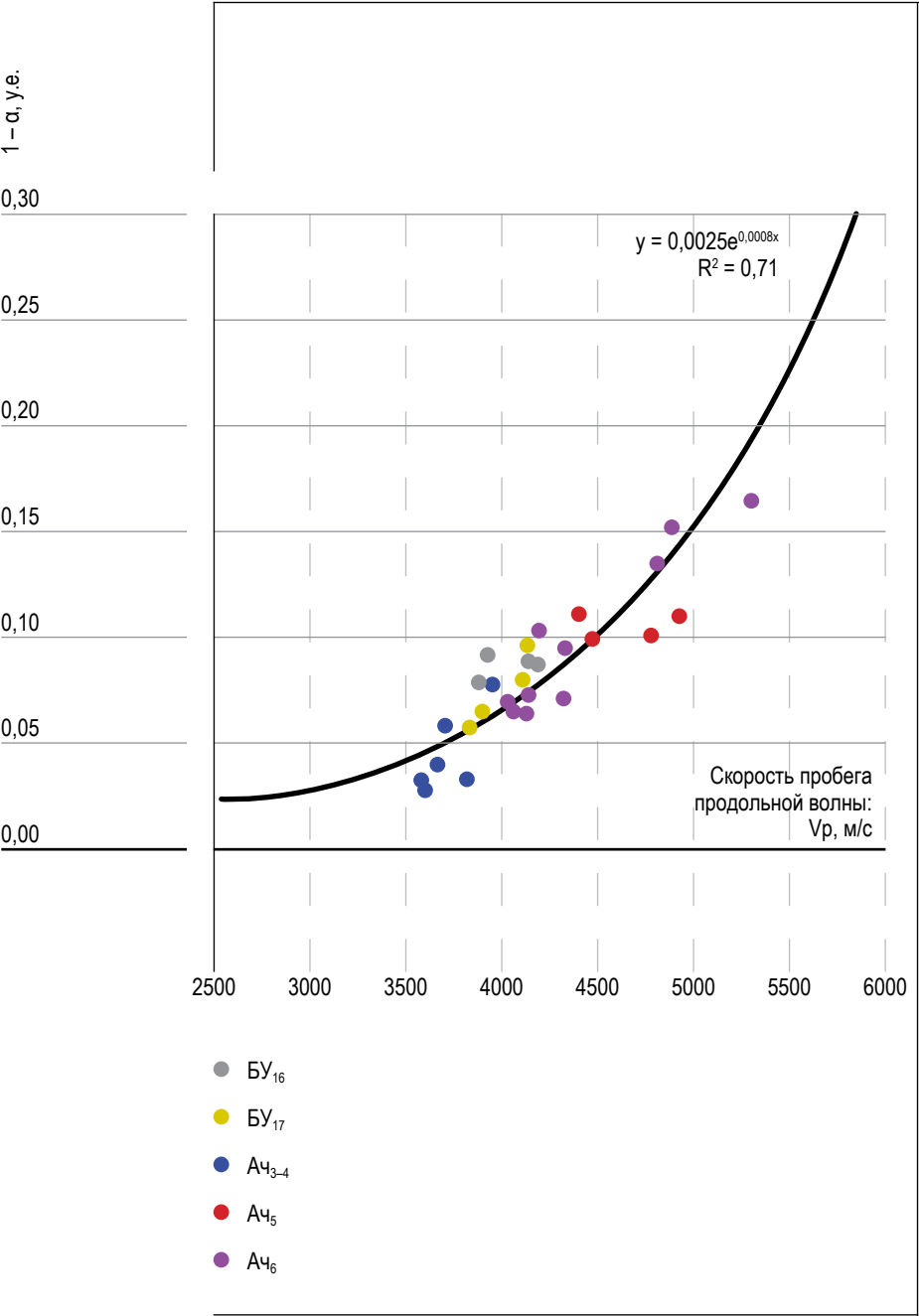


**Рис. 3. Зависимость коэффициента Био от пористости.**

Fig. 3. The dependence of Biot's coefficient on porosity.

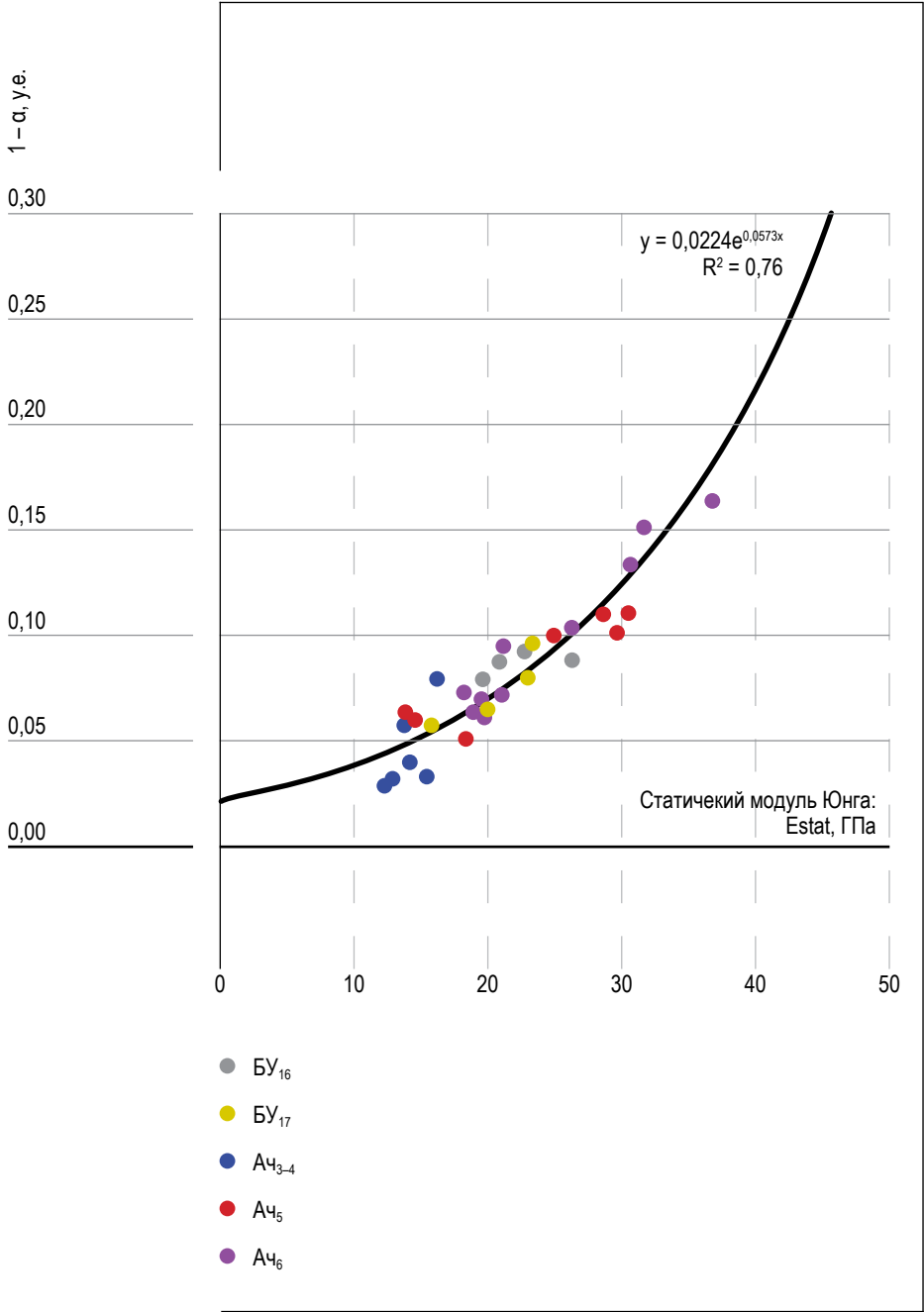
Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



**Рис. 4. Зависимость коэффициента Био от продольной скорости.**  
Fig. 4. The dependence of Biot's coefficient on the longitudinal velocity.

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

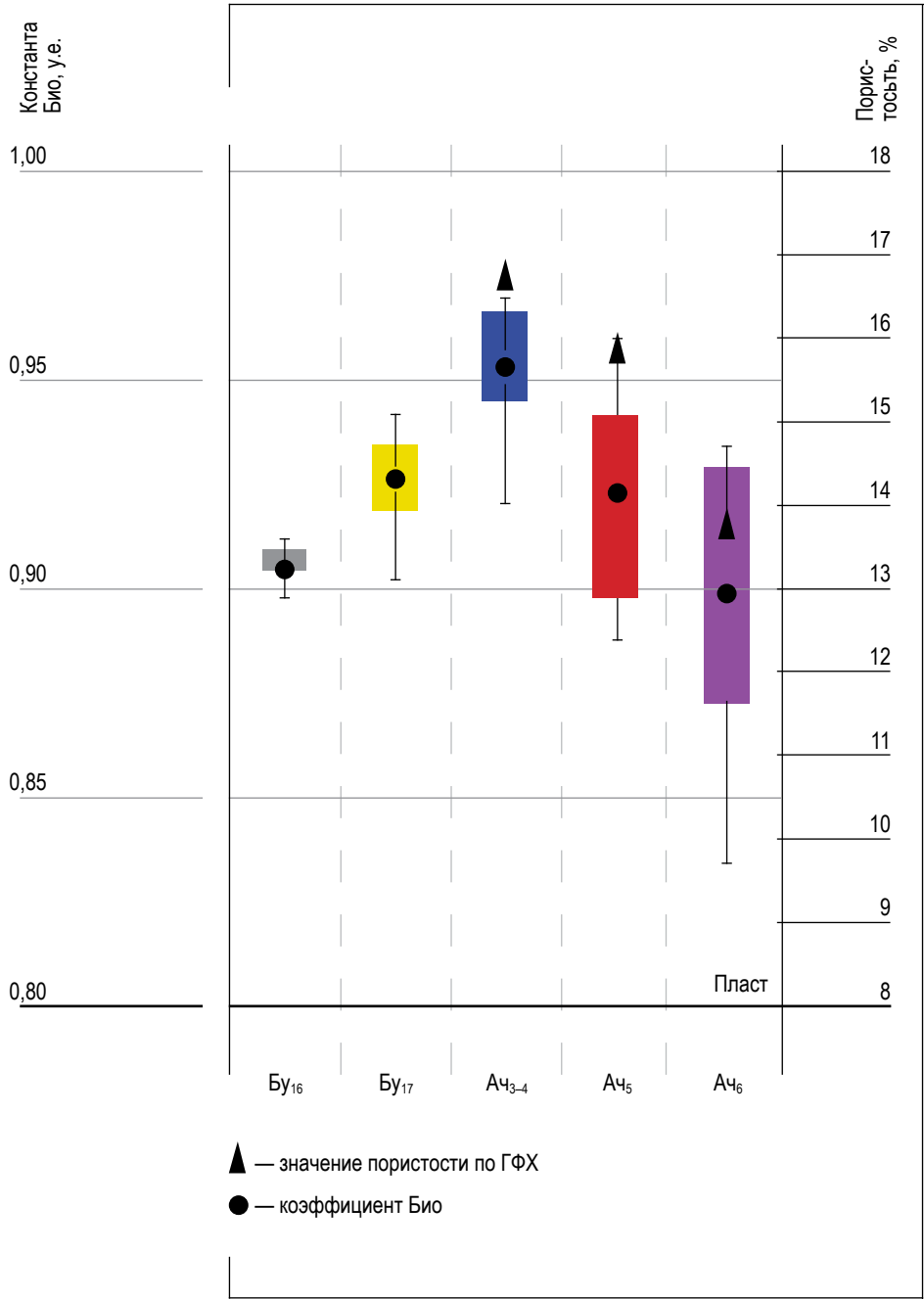


**Рис. 5. Зависимость коэффициента Био от статического модуля Юнга.**

Fig. 5. The dependence of Biot's coefficient on the static Young's modulus.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



**Рис. 6. Статистический анализ данных коэффициента Био по пластам.**

Fig. 6. Statistical analysis of Biot's coefficient data by strata formations.

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

При этом из рисунков видно, что результаты лабораторных исследований описываются едиными трендами для всех представленных пластов.

В качестве способа определения характерных значений коэффициента Био внутри пластов (рис. 6) выбран метод, основанный на построении диаграммы размаха или «ящик с усами» (Box and Whisker Plot или Box Plot). Прямые линии, исходящие из ящика, называются «усами» и используются для обозначения степени разброса (дисперсии) за пределами верхнего и нижнего квартилей. Данный способ является удобным методом визуального представления набора числовых данных в статистике. Из рисунка видно, что ящик с усами более компактный, и по нему легко можно оценить медианы, квантили, дисперсию и асимметрию данных, а также определить аномальные отклонения значений. Асимметрию данных можно увидеть не только по медиане, смещённой к какому-либо концу ящика, но и по разной длине отрезков, выходящих из ящика.

Из рисунка видно, что характерные значения коэффициента Био коррелируют со значениями пористости по данным ГФХ, которые обозначены треугольниками на рисунке. То есть чем выше значение пористости, тем выше значение коэффициента Био.

В результате статистического анализа данных получены характерные значения коэффициента Био для пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub>, которые могут быть использованы для предварительной оценки градиентов начала поглощений и ГРП. При этом для более точного и детального описания напряженно-деформированного состояния горной породы рекомендуется воспользоваться функциональными соотношениями с привлечением инженеров в области геомеханического моделирования.

В качестве примера рассмотрим влияние коэффициента Био на напряженно-деформированное состояние горной породы на опорной скважине. Для этого выполнен расчет устойчивости ствола скважины с постоянным значением коэффициента Био равным 1 и рассчитанного согласно установленной в результате проведения лабораторных исследований корреляционной зависимости как функции от пористости (рис. 3). Моделирование выполнено в симуля-

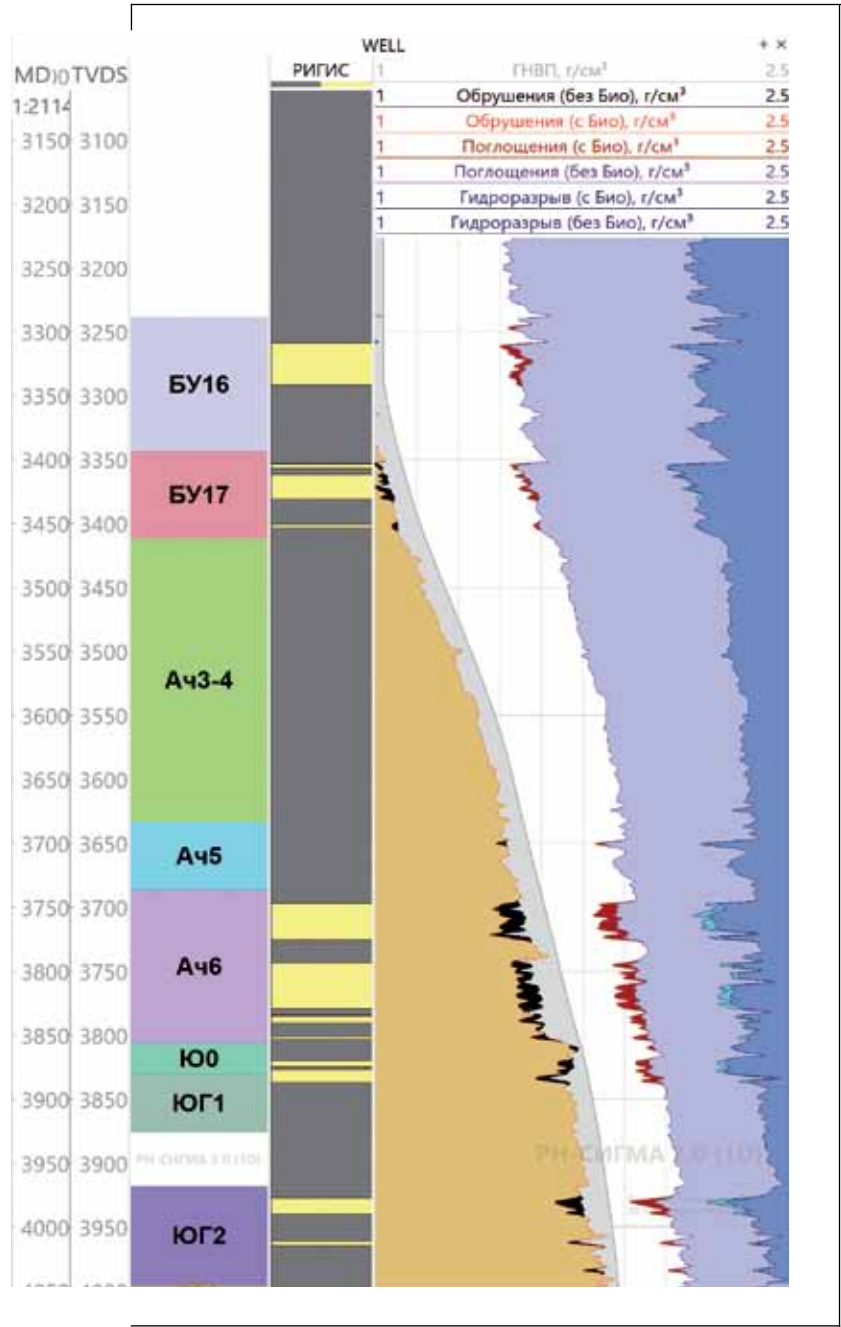


Рис. 7. Влияние коэффициента Био на расчет устойчивости стенок скважины.

Fig. 7. The effect of Biot's coefficient on the calculation of the stability of the well walls

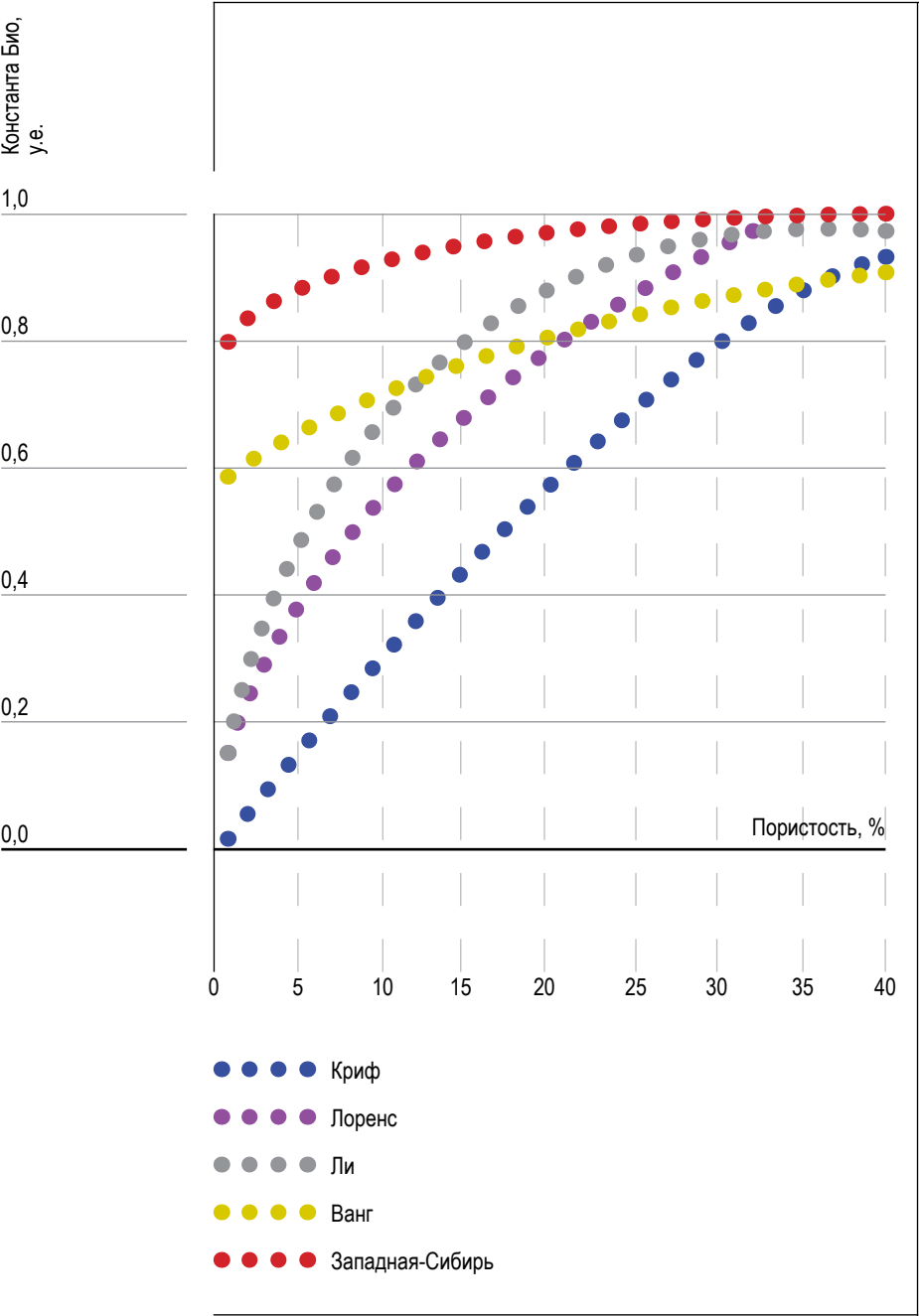
Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

торе «РН-СИГМА», предназначенного для решения как 1D, так и 3D/4D задач геомеханического моделирования и анализа устойчивости ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин [21, 22]. Результатом моделирования вдоль опорной скважины является расчет «безопасного окна» бурения, который включает: градиент обрушений, градиент ГНВП, градиент начала поглощений и градиент ГРП (рис. 7)

Из рисунка видно, что учет коэффициента Био оказывает влияние на градиент обрушений (черная заливка), градиент начала поглощений (бардовая заливка) и градиент ГРП (бирюзовая заливка). Отклонения для градиента обрушений достигают  $0,10 \text{ г/см}^3$ , для градиента начала поглощений –  $0,09 \text{ г/см}^3$ , для градиента ГРП –  $0,07 \text{ г/см}^3$ . Более того, применение коэффициента Био, позволяет более точно прогнозировать изменение градиента обрушений, градиента начала поглощений и градиента ГРП в выработанных зонах, то есть в зонах с пониженным пластовым давлением.

Аналогичным образом коэффициент Био влияет на точность построения планшетов ГРП и как следствие на профиль трещины ГРП, что особенно критично в условиях близкого расположения продуктивных зон, прорыв трещины в которые нежелателен. Или, наоборот – при необходимости наиболее полного охвата высотой трещины всей мощности продуктивного горизонта с высоким коэффициентом расчленённости.

Таким образом, для успешного прогнозирования стабильности ствола скважины в сложных геологических условиях первым делом необходимо корректно рассчитать горизонтальные напряжения, а для этого необходимо определить все замыкающие соотношения в математических моделях для целей геомеханического моделирования, в том числе коэффициент Био. При этом использование замыкающих соотношений с открытых источников не всегда может приносить должный результат (рис. 8).



**Рис. 8. Зависимость Коэффициента Био от пористости согласно таблице 1 и результатов тестирования керна.**

Fig. 8. The dependence of Biot's coefficient on porosity according to Table 1 and the results of core testing.

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

### Заключение

На основе проведения лабораторных исследований терригенных отложений пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub> одного из месторождений Западной Сибири получены корреляционные зависимости с достаточно высоким коэффициентом детерминации для коэффициента Био в интервале коллектора в зависимости от пористости, скорости распространения продольной волны, и статического модуля Юнга. Лабораторные исследования охватывают интервал изменения параметров:  $2\% \leq \varphi \leq 18\%$ ; и  $3500 \text{ м/с} < V_p < 5500 \text{ м/с}$ ;  $12 \text{ ГПа} < E_{st} < 37 \text{ ГПа}$ .

Показано, что для терригенных отложений Западной Сибири, изменение пористости в диапазоне  $2\% \leq \varphi \leq 18\%$  приводит к изменению коэффициента Био в диапазоне  $0,83 \leq \alpha \leq 0,97$ . В результате статистического анализа данных получены характерные значения коэффициента Био для пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub>, которые могут быть использованы для предварительной оценки градиентов начала поглощений и ГРП. При этом для более точного и детального описания напряженно-деформированного состояния горной породы рекомендуется воспользоваться функциональными соотношениями с привлечением инженеров в области геомеханического моделирования.

В результате моделирования установлено, что функциональная зависимость коэффициента Био в зонах АВПД приводит к уменьшению градиента обрушений на  $0,10 \text{ г/см}^3$ , градиента начала поглощений –  $0,09 \text{ г/см}^3$ , градиента ГРП –  $0,07 \text{ г/см}^3$ .

Представленные корреляционные зависимости рекомендуется учитывать при построении геомеханических моделей терригенных коллекторов для более корректного расчёта напряжённо-деформированного состояния горных пород. Применение указанных корреляционных зависимостей позволит более точно спрогнозировать градиент начала поглощений, что особенно критично для зон с аномальным пластовым давлением при решении задач бурения. Также способствует уточнению геомеханических свойств при проектировании процессов гидроразрыва и, как следствие, более достоверному моделированию геометрии трещин ГРП.

**Список источников**

1. Geertsma J. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks // Society of Petroleum Engineers. 1957. SPE-728-G.
2. Wang H. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology // Princeton University Press: Princeton. 2000.
3. Biot M. A. Theory of stress-strain relations in anisotropic viscoelasticity and relaxation phenomena // Journal of Applied Physics. 1954. P. 1385–1391.
4. Addis M. A., Last N. C. and Yassir N. A. Estimation of horizontal stresses at depth in faulted regions and their relationship to pore pressure variations // SPE Formation Evaluation. 1996. No. 11. P. 11–18.
5. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. John Wiley & Sons, Inc.: New York, 1943. <http://dx.doi.org/10.1002/9780470172766>
6. Biot, M.A. General Theory of Three Dimensional Consolidation // Journal of Applied Physics. 1941. No. 12. P. 155–164.
7. Kukhtinskiy A. E., Shustov D. V., Efimov A. A., Kashnikov Yu. A., Ashikhmin S. G. Determination of the Biot coefficient of limestones from Perm Krai, Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021.
8. Чурков А. В., Рогозин А. А., Яценко В. М., Демахин А. С., Каменюка А. И. Методика расчета коэффициента пороупругости применительно к объектам Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции // Нефтяное хозяйство. 2022. № 10. С. 10–13. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-10-13>
9. Чурков А. В., Рогозин А. А., Яценко В. М., Докучаев Д. А. и др. Оценка коэффициента пороупругости применительно к терригенным породам // Нефтяное хозяйство. 2023. № 11. С. 17–19. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-11-17-19>
10. Biot M. A., Willis D. G. The elastic coefficients of the theory of consolidation // Journal of Applied Mechanics. 1957. No. 24. P. 594–601.
11. Franquet J. A., Abass H. H. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter: Three different methods // The 37th

- U.S. Symposium on Rock Mechanics. American Rock Mechanics Association. 1999. ARMA-99-0349.
12. Qiao L. P., Wong R. C. K., Aguilera R., Kantzas A. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2012. No. 51. SPE-150820-PA.
  13. He J., Rui Z., Ling K. A. New method to determine Biot's coefficients of Bakken samples // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Part A. P. 259–264.
  14. Krief M., Garat J., Stellingwerff J., Ventre J. A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full-waveform sonic) // *Log Analyst*. 1990. No. 31. P. 355–369.
  15. Laurent J., Bouteica M. J., Sarda J. P., Bary D. Pore-pressure influence in the poroelastic behavior of rocks: experimental studies and results // *SPE Form Eval*. 1993. No. 8 (2). P. 117–122.
  16. Lee M. Biot–Gassmann theory for velocities of gas hydrate-bearing sediments. *Geophysics*. 2002.
  17. Klimentos T., Mc Cann C. Why is the Biot slow compressional wave not observed in real rocks // *Geophysics*. 1988. Vol. 53. P. 1605–1609.
  18. Moore D. E., Lockner D. A. Crystallographic controls on the frictional behavior of dry and water-saturated sheet structure minerals. *Journal of Geophysical Research*. 2004. Vol. 109. B03401. <https://doi.org/10.1029/2003JB002582>
  19. Субботин М. Д., Павлов В. А., Королев Д. О. и др. Специализированные лабораторные исследования керна для решения задач бурения, ГРП и разработки нефтегазовых месторождений // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2020. № 10. С. 84–92.
  20. МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 912 с.
  21. Давлетова А. Р., Киреев В. В., Кнутова С. Р., Пестриков А. В., Федоров А. И. Разработка корпоративного геомеханического симулятора для моделирования устойчивости ствола скважины // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 6. С. 88–92.
  22. Ардисламова Д. Р., Давлетова А. Р., Закирзянов Ш. И., Пестриков А. В., Судеев И. В., Федоров А. И., Шамсутдинова

Е. Р., Хахимов А. А., Абушаев Р. Н. Расчет напряженного состояния на участке Северо-Комсомольского месторождения с использованием нового корпоративного 3D-симулятора РН-СИГМА // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 38–43.

## References

1. Geertsma J. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks. Society of Petroleum Engineers. 1957. SPE-728-G.
2. Wang H. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. Princeton University Press: Princeton; 2000.
3. Biot MA. Theory of stress-strain relations in anisotropic viscoelasticity and relaxation phenomena. Journal of Applied Physics. 1954;1385-1391.
4. Addis MA, Last NC, Yassir NA. Estimation of horizontal stresses at depth in faulted regions and their relationship to pore pressure variations. SPE Formation Evaluation. 1996;(11):11-18.
5. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. John Wiley & Sons, Inc.: New York; 1943. <http://dx.doi.org/10.1002/9780470172766>.
6. Biot MA. General Theory of Three Dimensional Consolidation. Journal of Applied Physics. 1941;(12):155-164.
7. Kukhtinskiy AE, Shustov DV, Efimov AA, Kashnikov YuA, Ashikhmin SG. Determination of the Biot coefficient of limestones from Perm Krai, Russia. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science; 2021.
8. Churkov AV, Rogozin AA, Yatsenko VM, Demakhin AS, Kamenyuka AI. The method of calculating the poroelasticity coefficient in relation to the objects of the West Siberian oil and gas province. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2022;(10):10-13. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-10-13>
9. Churkov AV, Rogozin AA, Yatsenko VM, Dokuchaev DA et al. Estimation of the poroelasticity coefficient for terrigenous rocks. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2023;11:17-19. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-11-17-19>

10. Biot MA, and Willis DG. The elastic coefficients of the theory of consolidation. *Journal of Applied Mechanics*. 1957;(24):594-601.
11. Franquet JA and Abass HH. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter: Three different methods. *The 37th U.S. Symposium on Rock Mechanics*. American Rock Mechanics Association; 1999. ARMA-99-0349.
12. Qiao LP, Wong RCK, Aguilera R, and Kantzas A. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2012;(51). SPE-150820-PA.
13. He J, Rui Z, and Ling KA. New method to determine Biot's coefficients of Bakken samples. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Part A. P. 259-264.
14. Krief M, Garat J, Stellingwerff J, Ventre J. A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full-wave-form sonic). *Log Analyst*. 1990;(31):355-369.
15. Laurent J, Bouteica MJ, Sarda JP, Bary D. Pore-pressure influence in the poroelastic behavior of rocks: experimental studies and results. *SPE Form Eval*. 1993;8(2):117-122.
16. Lee M. Biot-Gassmann theory for velocities of gas hydrate-bearing sediments. *Geophysics*; 2002.
17. Klimentos T, Mc Cann C. Why is the Biot slow compressional wave not observed in real rocks. *Geophysics*. 1988;53:1605-1609.
18. Moore DE, Lockner DA. Crystallographic controls on the frictional behavior of dry and water-saturated sheet structure minerals. *Journal of Geophysical Research*. 2004;109:B03401. <https://doi.org/10.1029/2003JB002582>
19. Subbotin MD, Pavlov VA, Korolev DO, Yakubovsky AS et. al. Specialized laboratory core studies for solving the problems of drilling, hydraulic fracturing of a formation and development of oil and gas fields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;(10):84-92. (In Russ.).
20. McPhee K, Reed J, Zubizaretta I. Laboratory core research: a guide to best practices. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research; 2018. 912 p. (In Russ.).
21. Davletova AR, Kireev VV, Knutova SR, Pestrikov AV, Fedorov AI. Development of corporate geomechanics simulator for wellbore stability modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2018;(6):88-92. (In Russ.).

22. Ardislamova DR, Davletova AR, Zakirzyanov ShI, Pestrikov AV, Sudeev IV, Fedorov AI, Shamsutdinova ER, Khakimov AA, Abushaev RN. Calculation of the stress state at the Severo-Komsomolskoye field using the new corporate 3D simulator RN-SIGMA. The Oil and Gas exposition. 2023;(3):38-43. (In Russ.).

### **Информация об авторах**

**Василий Сергеевич Кулешов** – кандидат физико-математических наук, эксперт отдела геолого-геофизических проектов ООО «РН-Технологии».

**Виктория Александровна Морева** – главный специалист отдела разработки проектов геомеханики ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

**Михаил Иванович Самойлов** – старший эксперт экспертного отдела ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

**Алексей Юрьевич Кудымов** – начальник отдела геомеханических исследований горных пород ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

**Николай Александрович Распутин** – начальник отдела геолого-промысловых работ АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ».

**Вклад авторов:** все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации.

### **Information about the authors**

**Vasily S. Kuleshov** – Cand Sci. (Phys.), Expert of the Department of Geological and Geophysical Projects, LLC RN-Technologies.

**Victoria A. Moreva** – Head Specialist of the Geomechanics Project Development Department, LLC Tyumen Petroleum Research Center.

**Michael I. Samojlov** – Chief Expert of the Expert Department, LLC Tyumen Petroleum Research Center.

**Alexey Ju. Kudymov** – Head of Geomechanical Rock Research Department, LLC Tyumen Petroleum Research Center.

**Nikolay A. Rasputin** – Head of the Department of Geological and Field Works, JSC Rospan International.

**Contribution**

**of the authors:** the authors contributed equally to this article.



# НАУКА. ИННОВАЦИИ. ТЕХНОЛОГИИ

---

Научный журнал  
Северо-Кавказского федерального  
университета

---

ISSN 2308–4758

---

**Выпуск №4, 2024 г.**

---

Т

Издательство Северо-Кавказского федерального  
университета. г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1.

Корректор – М.И. Толмачев.  
Компьютерная вёрстка – О.Г. Полевич.

Подписано в печать 20.12.2024 г. Выход в свет 24.12.2024 г.  
Формат 70 × 108 1/16. Гарнитура Times New Roman. Бумага  
офсетная. Усл. печ. л. 18,03. Тираж 1 000 экз. Цена 534 руб.

Отпечатано в Издательско-полиграфическом комплексе  
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет».  
355029, г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2.