

# ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

## OIL AND GAS STUDIES

Научно-технический журнал издается  
Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.

Том 30, №1  
Январь — февраль 2026

Vol.30, No 1  
January — February 2026

Регистрационный номер ПИ № ФС 77-89254 от 09.04.2025  
выдан Федеральной службой по надзору в сфере связи,  
информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель журнала:

**Федеральное государственное  
бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Тюменский индустриальный  
университет»**

**Издатель:**

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный  
университет», 625000,  
Тюменская область, г. Тюмень,  
ул. Володарского, 38,  
+7(3452)28-35-91

**Адрес редакции:**

625027, Тюменская область, г. Тюмень,  
Киевская, 52, к. 306, тел.: 8(3452)28-30-76

Условия распространения материалов:  
контент доступен под лицензией  
Creative Commons Attribution 4.0 License

Журнал включен в «Белый список», в пере-  
чень научных периодических изданий, ре-  
комендованных ВАК, и индексируется в  
базах данных РИНЦ и DOAJ

The Journal Founder:

**Federal State Budget Educational  
Institution of Higher Education  
"Industrial University of Tyumen"**

**Publisher:**

Industrial University of Tyumen,  
625000, Tyumen, 38, Volodarskogo St.,  
+7(3452)28-35-91

**Editorial office, publisher:**

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.,  
office 306, phone: 8(3452)283076

Distribution: content is distributed under  
Creative Commons Attribution 4.0 License

The journal is included in "White List" of  
Peer-Reviewed Journals, the list of scientific  
publications recommended by the State  
Commission for Academic Degrees and Titles,  
and is in databases such as RISC and DOAJ

Периодичность издания — 6 раз в год

Сайт журнала: <http://www.tumnig.tyuiu.ru>  
E-mail: [shuvaevanv@tyuiu.ru](mailto:shuvaevanv@tyuiu.ru)

**ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ** — это научно-технический рецензируемый журнал. В журнале публикуются результаты научных исследований в области геологии, поиска и разведки; бурения скважин и разработки месторождений; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта; строительства и обустройства промыслов; химии и технологии переработки нефти и газа; прочности, материаловедения, надежности машин и оборудования промыслов; информационных технологий. Освещаются проблемы экологии нефтегазовых регионов, пожарной и промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли, размещается информация о внедрении в производство научных разработок.

Наше издание рассчитано на профессорско-преподавательский состав, аспирантов, студентов вузов, сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов, научных центров, инженерно-технический персонал нефтегазодобывающих компаний и предприятий сервиса.

*Наименование и содержание рубрик журнала соответствуют отраслям науки и группам специальностей научных работников Номенклатуры научных специальностей, по которым присуждаются ученые степени:*

- **1.6.6.** Гидрогеология (технические науки)
- **1.6.6.** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (технические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (геолого-минералогические науки)
- **1.6.11.** Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **1.6.11.** Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **2.8.2.** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **2.8.4.** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **2.8.5.** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

**OIL AND GAS STUDIES** — a scientific and technical peer-reviewed journal. The journal publishes the results of scientific research in the field of geology, prospecting and exploration; well drilling and field development; design, construction and operation of pipeline transport systems; construction and equipping of oilfields; chemistry and technology of oil and gas processing; strength, material science, reliability of machines and equipment of crafts; information technologies. The problems of the ecology of oil and gas regions, fire and industrial safety in the oil and gas industry are covered. Information on the introduction of scientific developments into the industry is described.

Our publication is intended for university professors, graduate and postgraduate students, employees of research and design institutes, scientific centres, engineering and technical personnel of oil and gas production companies and service enterprises.

*"Oil and Gas Studies" is included in the list of peer-reviewed scientific journals published by the Higher Attestation Commission in which the main scientific results of dissertations for the degree of candidate and doctor of science should be published. Scientific specialties of dissertations and their respective branches of science are as follows:*

- **1.6.6.** Hydrogeology (technical sciences)
- **1.6.6.** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **1.6.9.** Geophysics (technical sciences)
- **1.6.9.** Geophysics (geological and mineralogical sciences)
- **1.6.11.** Geology, Prospecting, Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **1.6.11.** Geology, Prospecting, Exploration and Exploitation (geological and mineralogical sciences)
- **2.8.2.** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **2.8.4.** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **2.8.5.** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

**Бастриков Сергей Николаевич**, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

**Пяльченков Дмитрий Владимирович**, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — заместитель главного редактора, ответственный секретарь

**Агзамов Аваз Хамидиллаевич**, д. т. н., член Академии наук «Турон», иностранный член Российской академии естественных наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет имени И. Каримова, г. Ташкент (Республика Узбекистан)

**Агиней Руслан Викторович**, д. т. н., профессор, ректор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

**Амро Мохаммед Муса**, PhD, профессор, Технический университет Фрайбергская горная академия, г. Фрайберг (Германия)

**Атаманов Байраммурад Яйлымович**, д. т. н., ректор, Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашхабад (Туркменистан)

**Бешенцев Владимир Анатольевич**, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Грачев Сергей Иванович**, д. т. н., профессор, член-корреспондент Российской академии наук, действительный член Российской академии естественных наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Долгих Юрий Николаевич**, д. г.-м. н., ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

**Долгушин Владимир Вениаминович**, д. т. н., профессор кафедры станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Дьяконов Александр Анатольевич**, д. т. н., доцент, ректор, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск

**Емелюшин Алексей Николаевич**, д. т. н., профессор кафедры технологии металлургии и литейных процессов, Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова, г. Магнитогорск

**Зейгман Юрий Вениаминович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

**Земенков Юрий Дмитриевич**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Ихсанов Еrsaин Валитханович**, д. ф.-м. н., профессор, член-корреспондент Национальной академии наук Республики Казахстан, ректор, Атырауский инженерно-гуманитарный институт, г. Атырау (Республика Казахстан)

**Клочков Юрий Сергеевич**, д. т. н., доцент, ректор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Ковенский Илья Моисеевич**, д. т. н., профессор кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Кузеев Искандер Рустемович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой технологических машин и оборудования, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

**Лебедев Михаил Валентинович**, д. г.-м. н., эксперт Управления геолого-разведочных работ – Западная Сибирь, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», г. Тюмень

**Мартынов Виктор Георгиевич**, к. г.-м. н., д. э. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, ректор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

**Молдабаева Гульназ Жаксылыковна**, д. т. н., академик КазНАЕН, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы (Республика Казахстан)

**Насыбуллин Арслан Валерьевич**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск

**Нежданов Алексей Алексеевич**, д. г.-м. н., советник по геологии ФАУ «ЗапСибНИИГГ», г. Тюмень

**Панг Чанг Вей**, PhD, профессор, Китайский нефтяной университет, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

**Поветкин Виктор Владимирович**, д. х. н., профессор, консультант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Рогачев Михаил Константинович**, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

**Сармурзина Раушан Гайсиевна**, д. х. н., профессор, почетный академик Национальной академии наук Республики Казахстан, академик КазНАЕН (Республика Казахстан)

**Силин Михаил Александрович**, д. х. н., заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

**Су И-Нао**, PhD, профессор, Академик Китайской инженерной академии, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

**Сух Петр Павел**, PhD, профессор, заместитель директора по поискам углеводородов Института Нефти и Газа, г. Краков (Польша)

**Туренко Сергей Константинович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Цинчжэ Цзян**, профессор, директор Китайского международного научно-исследовательского института низкоуглеродной экономики, Университет международного бизнеса и экономики, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

**Череповицын Алексей Евгеньевич**, д. э. н., декан экономического факультета, заведующий кафедрой экономики, организации и управления, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

**Шақуликова Гульзада Танирбергеневна**, д. э. н., профессор, председатель правления – ректор, Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау (Республика Казахстан)

**Эфендиев Галиб Мамед оглы**, д. т. н., профессор, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку (Азербайджанская Республика)

## EDITORIAL BOARD

**Sergey N. Bastrikov**, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

**Dmitry V. Pyalchenkov**, Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Deputy Editor-in-Chief-Executive Secretary

**Avaz Kh. Agzamov**, Doctor of Engineering, Member of the Academy of Sciences "Turon", Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent (the Republic of Uzbekistan)

**Ruslan V. Aginey**, Doctor of Engineering, Professor, Rector, Ukhta State Technical University, Ukhta

**Mohammed Musa Amro**, PhD, Professor, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg (Germany)

**Bayrammurad Ya. Atamanov**, Doctor of Engineering, Rector, Yagshygeldi Kakayev International University of Oil and Gas, Ashgabat (Turkmenistan)

**Vladimir A. Beshentsev**, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Sergey I. Grachev**, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Yury N. Dolgikh**, Doctor of Geology and Mineralogy, Scientific Secretary, NOVATEK NTC LLC, Tyumen

**Vladimir V. Dolgushin**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Aleksandr A. Dyakonov**, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, Almet'yevsk state technological university «Petroleum high school», Almet'yevsk

**Alexey N. Emelyushin**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Metallurgy and Foundry Technologies, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk

**Yury V. Zeigman**, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

**Yury D. Zemenkov**, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Yersain V. Ikhsanov**, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Corresponding Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Rector, Atyrau Engineering-Humanitarian Institute, Atyrau (the Republic of Kazakhstan)

**Yurii S. Klochkov**, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Ilya M. Kovenskiy**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Iskander R. Kuzeev**, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Technological Machines and Equipment, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

**Mikhail V. Lebedev**, Doctor of Geology and Mineralogy, Expert of the Department of Geological Exploration - Western Siberia, Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen

**Victor G. Martynov**, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

**Gulnaz Zh. Moldabayeva**, Doctor of Engineering, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty (the Republic of Kazakhstan)

**Arslan V. Nasybullin**, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almet'yevsk state technological university «Petroleum high school», Almet'yevsk

**Alexey A. Nezhdanov**, Doctor of Geology and Mineralogy, Consultant in Geology of the West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics FAU, Tyumen

**Pang Chang Wei**, PhD, Professor, China University Of Petroleum, Beijing (People's Republic of China)

**Victor V. Povetkin**, Doctor of Chemistry, Professor, Consultant at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Mikhail K. Rogachev**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

**Raushan G. Sarmurzina**, Doctor of Chemistry, Professor, Honorary Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences (the Republic of Kazakhstan)

**Mikhail A. Silin**, Doctor of Chemistry, Head of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

**Su Yinao**, PhD, Professor, Chinese Academy of Engineering, Beijing (People's Republic of China)

**Petr Pavel Such**, PhD, Professor, Deputy Director of Hydrocarbon Exploration of Oil and Gas Institute, Krakow (Poland)

**Sergey K. Turenko**, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Qingzhe Jiang**, Professor, Director of China International Low Carbon Economy Research Institute, University of International Business and Economics, Beijing (People's Republic of China)

**Alexey E. Cherepovitsyn**, Doctor of Economics, Dean of Faculty of Economics, Head of the Department of Economics, Organization and Management, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg

**Gulzada T. Shakulikova**, Doctor of Economics, Professor, Chairman of the Board – Rector, Atyrau Oil and Gas University, Atyrau (the Republic of Kazakhstan)

**Galib M. Efendiyev**, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku (the Republic of Azerbaijan)

## СОДЕРЖАНИЕ

### ***ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА***

- М. Л. Мороз, Г. А. Чернова***  
Вещественный состав пород-коллекторов доюрских образований  
Шаимского нефтегазонасного района 9
- А. А. Лялин***  
О возможностях и ограничениях использования закона Огильви  
для целей геологии и разработки месторождений нефти и газа 26
- Л. В. Шишканова***  
Определение минерализации пластовых вод по данным геофизических  
исследований на Радужном лицензионном участке 39

### ***БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ***

- И. Ю. Верховод, Н. А. Аксенова, С. Н. Бастриков, С. Н. Шедь***  
Кольматационные свойства бурового раствора с мраморной крошкой различного  
фракционного состава 49
- А. А. Изотов, С. Ф. Мулявин***  
Идентификация динамики обводнения добывающей скважины  
после прорыва техногенной трещины от нагнетательной 61
- Р. М. Мустафаев, Н. Г. Квеско, А. К. Битнер***  
Использование попутного нефтяного газа в условиях карбонатных  
каверно-трещинных коллекторов месторождений нефти и газа  
Восточной Сибири 73

### ***ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА***

- Г. И. Бикбулатова, С. Л. Сабанов, Т. А. Ганиев, И. А. Меньшиков, А. В. Малышева***  
Использование композитных материалов в элементах балансирного  
привода ШСНУ 85
- П. В. Чепур, А. В. Дмитриев, А. А. Колядко, А. А. Тарасенко***  
Расчет конструкции свайного фундамента резервуара  
с учетом карстовой опасности 98

### ***МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ***

- М. И. Королев, С. С. Павлова, Л. А. Фаррахов, И. В. Квач***  
Обоснование применения технологий нанесения защитных покрытий на примере  
месторождений Западной Сибири 113

### ***ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ***

- Правила подготовки рукописи (на русском языке) 129
- Правила подготовки рукописи (на английском языке) 131

## CONTENTS

### ***GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS***

- M. L. Moroz, G. A. Chernova***  
The material composition of reservoir rocks of the pre-Jurassic formations of the Shaimsky oil and gas region 9
- A. A. Lyalin***  
On the possibilities and limitations of using Ogilvy's law for the purposes of geology and development of oil and gas fields 26
- L. V. Shishkanova***  
Determination of mineralization of reservoir water salinity based on geophysical survey data at the Raduzhny license area 39

### ***DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT***

- I. Yu. Verkhovod, N. A. Aksenova, S. N. Bastrikov, S. N. Shed***  
Colmatation properties of biopolymer mud with marble chips of various fractional composition 49
- A. A. Izotov, S. F. Mulyavin***  
Identification of water-cut dynamics in a producing well after breakthrough of a water-induced fracture 61
- R. M. Mustafaev, N. G. Kvesko, A. K. Bitner***  
Utilization of associated petroleum gas in conditions of carbonate cavernous-fractured reservoirs of oil and gas fields in Eastern Siberia 73

### ***DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM***

- G. I. Bikbulatova, S. L. Sabanov, T. A. Ganiev, I. A. Menshikov, A. V. Malysheva***  
The use of composite materials in the elements of the beam-balanced pumping unit 85
- P. V. Chepur, A. V. Dmitriev, A. A. Kolyadko, A. A. Tarasenko***  
Calculation of the tank pile foundation structure, considering karst hazards 98

### ***MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY***

- M. I. Korolev, S. S. Pavlova, L. A. Farrakhov, I. V. Kvach***  
Justification for the application technologies of protective coating based on the example of oil fields in West Siberian 113

### ***INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL***

- Manuscripts presentation requirements (In Russian) 129  
Manuscripts presentation requirements (In English) 131

Научная статья / Original research article

УДК 550.84

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-9-25>

EDN: UKKYRS



### Вещественный состав пород-коллекторов доюрских образований Шаимского нефтегазоносного района

**М. Л. Мороз, Г. А. Чернова**

*Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В. И. Шпилъмана, Тюмень, Российская Федерация*

\*morozml@cr.ru

**Аннотация.** Шаимский нефтегазоносный район расположен в центральной части Приуральской нефтегазоносной области на юго-западе Ханты-Мансийского автономного округа и охватывает территории Советского и Кондинского административных районов. Поиски нефти в Шаимском регионе начаты более полувека назад, но задачи изучения геологического строения и потенциала нефтегазоносности этой территории по-прежнему актуальны. Промышленная продуктивность установлена в верхнеюрском, среднеюрском и доюрском нефтегазоносных комплексах. Изучение нефтегазоносности доюрских отложений уже имеет довольно продолжительную историю, залежи интенсивно эксплуатируются, но все же остается много неразрешенных и спорных вопросов, а результаты поиска углеводорода в доюрских породах скромные. В Шаимском НГР промышленные запасы нефти и растворенного газа выявлены в верхней части доюрских пород на четырнадцати месторождениях: Убинском, Толумском, Мортымья-Тетеревском, Даниловском, Северо-Даниловском, Потанайском, Тальниковом и других. В статье изучен керн из скважин, вскрывших продуктивные интервалы доюрской части разреза (Даниловская, Северо-Даниловская, Западно-Каюмовская, Среднемульминская, Андреевская, Западно-Семивидовская, Потанай-Картопьянская, Мульминская и др. площади).

**Ключевые слова:** геологическое строение, доюрский комплекс, вещественный состав, коллектор

**Благодарности:** авторы выражают благодарность за предоставленный керновый материал сотрудникам хранилища г. Ханты-Мансийска.

**Для цитирования:** Мороз М. Л., Чернова Г. А. Вещественный состав пород-коллекторов доюрских образований Шаимского нефтегазоносного района. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):9–25. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-9-25>  
EDN: UKKYRS

### The material composition of reservoir rocks of the pre-Jurassic formations of the Shaimsky oil and gas region

**Mariya L. Moroz\*, Galina A. Chernova**

*V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russian Federation*

\*morozml@cr.ru

**Abstract.** The Shaim oil and gas bearing region is situated in the central part of the Pre-Ural oil and gas province in the southwest of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug and covers the Sovetsky and Kondinsky administrative districts. Oil exploration in the Shaim region began over than fifty years ago; however, studying the geological structure and hydrocarbon potential of this area remains important. Commercial productivity was confirmed in the Upper Jurassic, Middle Jurassic, and pre-Jurassic oil and gas complexes. The exploration of hydrocarbon potential in Pre-Jurassic deposits has a long history. While fields are actively tapping into these deposits, many unresolved and controversial issues persist, and the results of hydrocarbon exploration in Pre-Jurassic rocks are still modest. In the Shaim oil and gas bearing region, commercial reserves of oil and dissolved gas were identified in the upper part of Pre-Jurassic deposits at fourteen fields, including the Ubinskoye, Tolumskoye, Mortymya-Teterevskoye, Danilovskoye, Severo-Danilovskoye, Potanayskoye, Talnikovskoye, and others. This study analyzes core samples from wells that have penetrated productive intervals of the Pre-Jurassic section (Danilovskaya, Severo-Danilovskaya, Zapadno-Kayumovskaya, Srednemulyminskaya, Andreevskaya, Zapadno-Semividovskaya, Potanay-Kartopynskaya, Mulyminskaya, and other areas).

**Keywords:** geological structure, Pre-Jurassic complex, material composition, reservoir

**Acknowledgements:** The authors express their gratitude to the staff of the core storage facility in Khanty-Mansiysk for granting access to the core material.

**For citation:** Moroz M. L., Chernova G. A. The material composition of reservoir rocks of the pre-Jurassic formations of the Shaimsky oil and gas region. *Oil and Gas Studies*.2026;30(1):9–25 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-9-25>

## **Введение**

В соответствии с «Тектонической картой центральной части Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В. И. Шпильмана и др., 1998) Шаимский нефтегазоносный район (НГР) охватывает на северо-западе Турсунский мегавал, в юго-восточной части — Шаимский мегавал, которые разделены Сосьвинской мегаложбиной и Шаимским мегапрогибом.

Рельеф поверхности доюрского основания в пределах Шаимского НГР является достаточно контрастным, так как сформировался в результате совместного влияния интенсивных тектонических и эрозионных процессов. Перепад глубин достигает 200 м. Склоны поднятий, как правило, осложняются тектоническими нарушениями. Разломы часто обладают сквозным характером, прослеживаются в вышележащих отложениях и имеют разный возраст заложения.

В геологическом строении исследуемой площади принимает участие комплекс пород от доюрских образований до современных включительно. Доюрский комплекс, объединяющий палеозойские и триасовые отложения, вскрыт практически всеми пробуренными скважинами.

В основании залегают предположительно протерозойско-нижнепалеозойские вулканогенно-осадочные, а также терригенные образования, которые фрагментарно перекрываются пермско-триасовыми отложениями. Отложения пермо-триаса часто называют промежуточным комплексом, они заполняют небольшие грабены и сложены эффузивами разного состава, их туфами, туфопесчаниками. Верхняя часть пород доюрского комплекса представляет собой кору выветривания, которая развита практически повсеместно. На отдельных сводовых участках структур кора выветривания частично или полностью разрушена.

На размытой поверхности доюрского основания с угловым несогласием залегают песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. В основании осадочного чехла выделяется юрский мегакомплекс отложений, толщина которого резко изменяется по площади в зависимости от расчлененности доюрского основания. Отмечаются зоны выклинивания отложений в сводовых частях локальных поднятий.

В кровле юрского мегакомплекса залегают возрастные аналоги бажендовской свиты (верхняя юра, волжский ярус — мел, низы берриаса). Юрские отложения перекрываются неокомским (берриас-нижнеаптский ярус) и апт-альб-сеноманскими осадочными комплексами, в кровлях которых залегают соответственно кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт) и кузнецовская свита (верхний мел, турон).

В нефтегазоносном отношении Шаимский НГР расположен в центральной части Приуральской нефтегазоносной области. Многочисленные залежи углеводородов в юрских и доюрских отложениях выявлены на Шаимском и Турсунском мегавалах на глубинах 1 500–2 200 м.

Основные залежи связаны со средне- и верхнеюрскими отложениями и кровельной частью доюрского основания (пласт КВ). Большая доля запасов углеводородов сосредоточена в отложениях юрского возраста.

В доюрских породах открыто 98 залежей, большинство которых оконтурены по данным одной-двух скважин.

Доюрские залежи объединены в единый нефтегазоносный комплекс с юрскими и при подсчете запасов отнесены к литологическому и структурно-литологическому типам. По физико-химическим характеристикам и углеводородному составу нефти доюрского и юрского комплексов входят в одну группу.

Изучение доюрского комплекса как нового источника углеводородов в «нетрадиционных коллекторах» актуально, особенно в условиях снижения запасов традиционных залежей.

Настоящая работа посвящена изучению вещественного состава дезинтегрированной части доюрских пород в пределах Шаимского НГР.

### **Материалы и методы исследования**

Материалом для статьи послужили описания пород доюрского комплекса, выполненные авторами статьи в кернохранилище города Ханты-Мансийска. Привлекались также материалы ряда публикаций по Шаимскому НГР. Использовались описания шлифов из пород доюрского комплекса, выполненные в разные годы специалистами петрографами.

Существует ряд геологических карт по доюрскому основанию Западной Сибири [1]. В Научно-аналитическом центре рационального недропользования им. В. И. Шпилемана при работе с доюрским комплексом используется «Геолого-формационная карта доюрского основания Западной Сибири» (под ред. Л. В. Смирнова и др., 2016). Согласно этой карте кровельная часть доюрского комплекса на Турсунском мегавале представлена осадочно-вулканогенной туринской серией триаса, которая залегает в грабене шириной около 60–70 км, протягивающимся в северо-восточном направлении на 400–500 км (рис. 1).

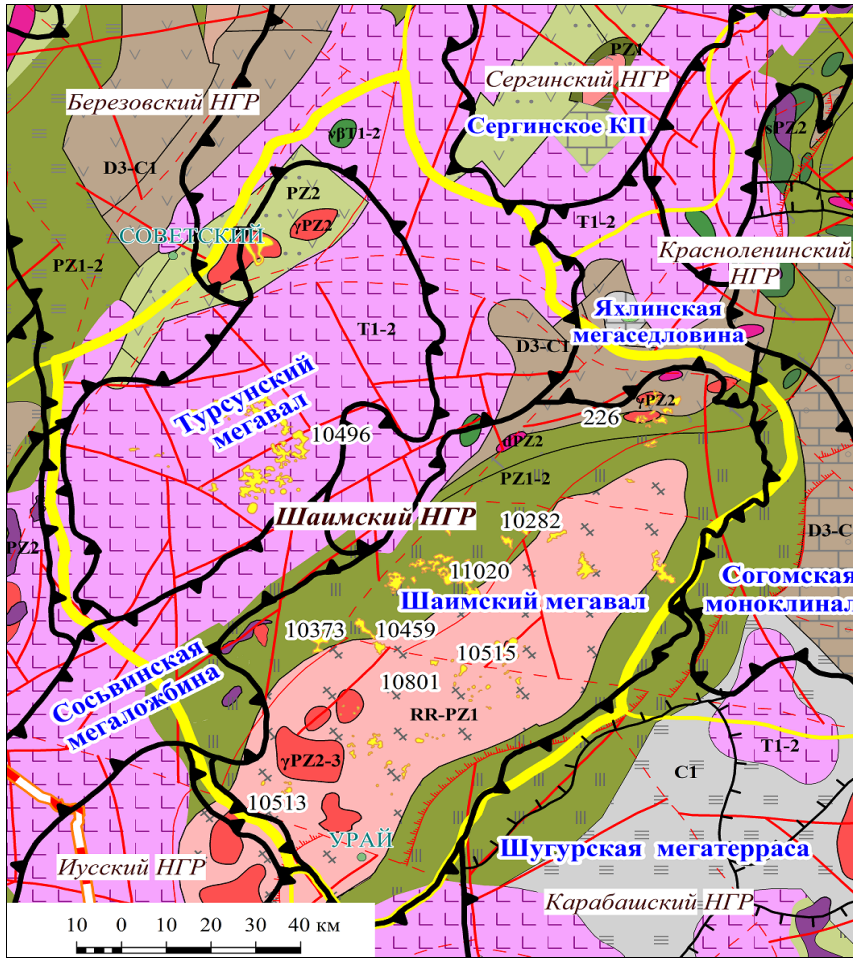


Рис. 1. Фрагмент схемы Геологического строения доюрских отложений Западной Сибири (под ред. Л. В. Смирнова и др., 2016)

Fig. 1. A fragment of the scheme of the Geological structure of the pre-Jurassic deposits of Western Siberia (edited by L. V. Smirnov et al., 2016)

Условные к рис. 1.

T <sub>1-2</sub>	Триасовая система. нижний-средний отделы. Базальты, их туфы, туфопесчаники, аргиллиты, кислые эффузивы	C <sub>1</sub>	Каменноугольная система - нижний отдел. Алеволиты, глинистые сланцы, песчаники, линзы известняков
пT <sub>1-2</sub>	Нижне-среднетриасовые интрузии. Габброиды.	D <sub>3</sub> -C <sub>1</sub>	Девонская система - верхний отдел, каменноугольная система - нижний отдел. Алеволиты, аргиллиты, известняки, вулканические породы.
PZ <sub>2</sub>	Средний палеозой. Вулканы основного, среднего, реже кислого состава, известняки, песчаники, сланцы.	PZ <sub>1-2</sub>	Нижний-средний палеозой. Углисто-кремнистые, серицит-хлоритовые и слюдяные сланцы, филлиты, известняки мраморизованные, эффузивы
dPZ <sub>2</sub>	Среднепалеозойские интрузии. Диориты.	PZ <sub>1</sub>	Нижний палеозой. Известняки, песчаники, алеволиты, прослои андезито-базальтов и их туфов.
γPZ <sub>2</sub>	Среднепалеозойские интрузии. Граниты.	PR-PZ	Нерасчлененные образования, протерозой-нижний палеозой. Кристаллические сланцы, песчаники, углеродистые и кремнистые сланцы.
σPZ <sub>2</sub>	Среднепалеозойские интрузии. Серпентиниты.		
<b>Метаморфические формации</b> ~~~~~ Аспидная       Зеленосланцевая нерасчлененная 1003 Сквандины вскрывшие доюрский комплекс		<b>Эффузивно-осадочная формация</b> x x Гнейсовая, гранитогнейсовая       Глинисто-сланцевая       Базальтовая       Эффузивно-терригенная       Эффузивно-карбонатная	
- - - - - Разрывные нарушения - - - - - Граница ХМАО-Югры		- - - - - Граница тектонических элементов I порядка - - - - - Граница внутреннего районирования тектонических элементов I порядка	
		- - - - - Границы НГР ● Населенные пункты	

В осевой части Шаимского мегавала вскрыты наиболее древние породы. Они представлены в основном кварц-серицитовыми, кварц-биотитовыми, кварц-амфиболитовыми и другими сланцами предположительно протерозойско-нижнепалеозойского возраста. Сланцы во многих местах прорваны более молодыми интрузиями преимущественно кислого состава, максимальное количество которых расположено в средней и южной частях мегавала. По склонам распространены более молодые (средний палеозой) слабометаморфизованные глинистые, углистые сланцы, глинисто-сланцевые сланцы с прослоями метапесчаников и метаалевролитов (рис. 1) [2].

Большинство исследователей, занимавшихся изучением пород-коллекторов доюрского комплекса в Шаимском районе, считает, что продуктивность контактной зоны связана с корами выветривания доюрского субстрата (Дюкалов, 1972; Журавлев, 1976; Зубков, 1999; Лашнева, 1992; Лашнев, 1996).

Е. Г. Журавлев, Т. А. Лапинская и др. (1973) отмечали, что «наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают породы зон дезинтеграции, выщелачивания и нижних горизонтов зоны гидролиза, формирующиеся на гранитах, гранитоидоритах, биотитовых, роговообманковых плагиогнейсах и песчано-глинистых сланцах. Довольно хорошими коллекторами являются выщелоченные и частично закарстованные карбонатные породы. Невысокими коллекторскими свойствами обладают коры выветривания мелкозернистых зеленокаменных сланцев, филлитов и основных магматических пород».

В 1987–1990 годах в СибНИИИП группа исследователей под руководством М. Ю. Зубкова изучала доюрский комплекс Шаимского района с целью выделения пород, в которых под воздействием вторичных процессов образуются коллекторы (М. Ю. Зубков, 1990). Авторы пришли к выводу, что из всего многообразия пород, слагающих доюрский комплекс, для поиска углеводородных залежей представляют интерес лишь изверженные породы кислого и среднего состава, кремнистые сланцы и сланцы с прослоями метапесчаников и метатравертитов. Причем, если в изверженных породах вторичная емкость возникает преимущественно в результате процессов растворения и гидролиза, то в сланцах — за счет тектонической трещиноватости. В результате гидротермальной проработки возникает вторичная пористость и формируется порово-кавернозно-трещинный коллектор. Выявление подобных зон является одной из главных задач на этапе прогнозирования и поиска доюрских залежей.

На территории ХМАО — Югры в породах доюрского комплекса были выделены 5 групп пород, благоприятных для формирования вторичных коллекторов в магматических, метаморфических и вулканогенно-осадочных породах [3]:

1 группа: породы, наиболее благоприятные как коллекторы — карбонатные отложения (известняки, доломиты, доломитизированные известняки, в том числе биогермные постройки среднего-верхнего девона и нижнего карбона).

2 группа: породы, благоприятные как коллекторы — эффузивные и интрузивные породы преимущественно кислого состава (разнообразные лавы, туфы, туффиты, игнимбриты пермско-триасового и триасового возраста, а также гранитоиды палеозойского возраста).

3 группа: промежуточная группа пород — метаморфические породы, представленные сланцами глинисто-кремнистыми, глинистыми с прослоями метапесчаников, метааргиллитов; кремнистыми сланцами контактово-измененными вблизи интрузий и древними протерозойскими сланцами.

4 группа: в единичных случаях могут быть коллекторами интрузивные породы ультраосновного состава (серпентиниты, клинопироксениты) в зонах трещиноватости.

5 группа: породы, не благоприятные для формирования коллекторов — эффузивы основного состава — базальты, глинистые сланцы, филлиты, глинистые известняки, при выветривании которых могут образовываться глинистые покрывки.

### **Результаты**

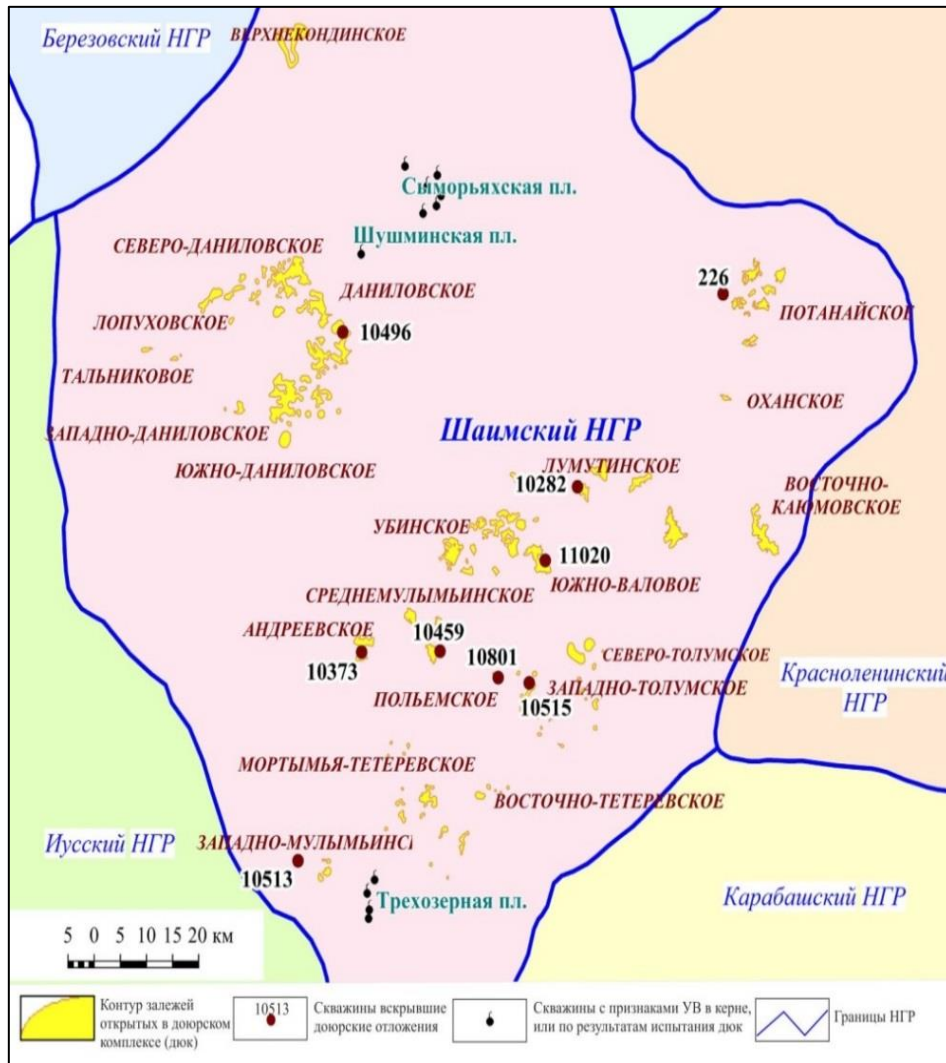
На территории Шаимского НГР открыты многочисленные залежи углеводорода (УВ) в доюрском комплексе.

Нами был изучен керн из доюрской части разреза скважин, пробуренных в пределах этих залежей или поблизости.

Ниже приведены типы пород, по которым образовались коллекторы, содержащие залежи УВ в доюрском комплексе Шаимского НГР.

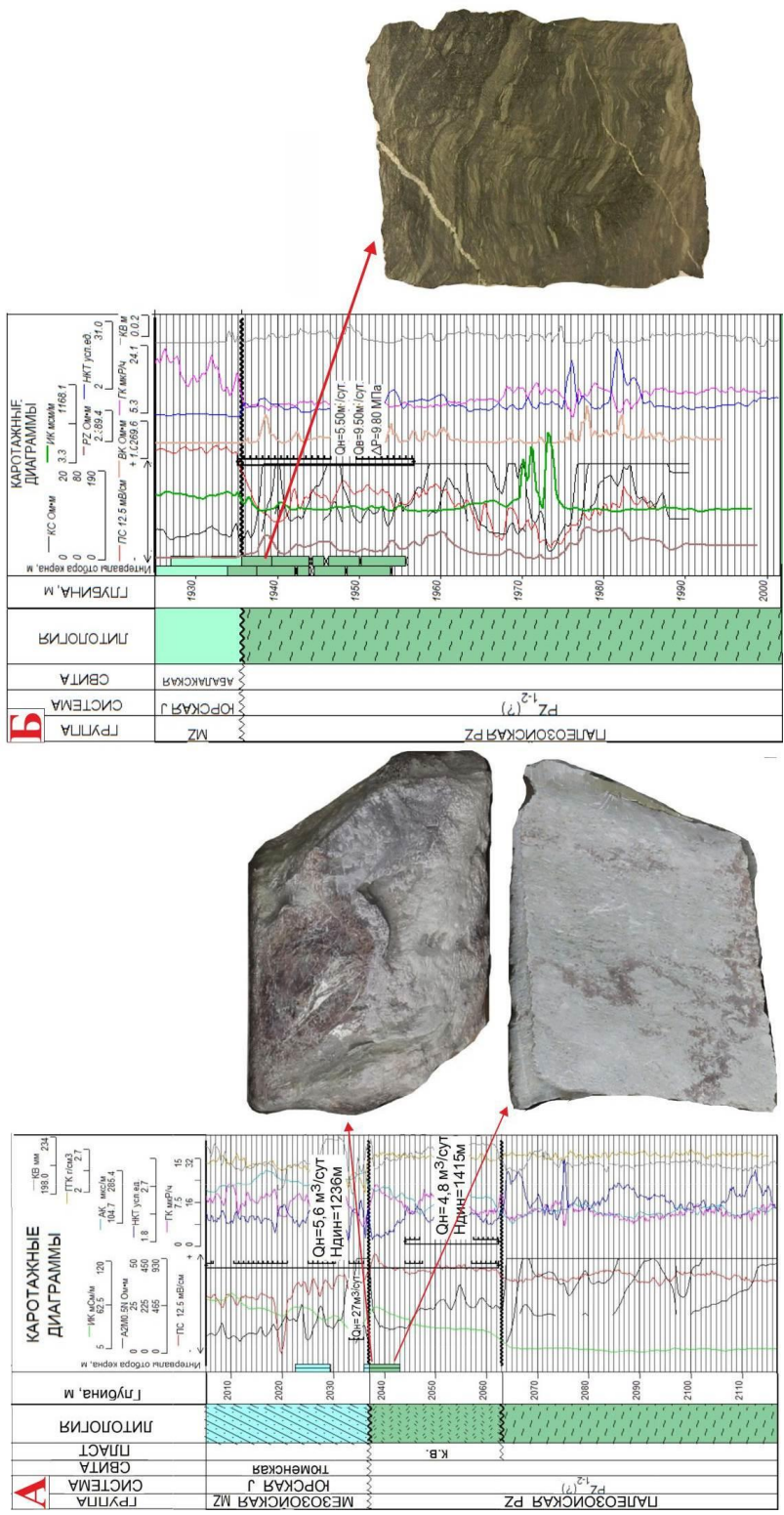
На фрагменте схемы нефтегеологического районирования отображено расположение скважин, участвующих в работе (рис. 2).

В скважине 10 282 Западно-Каюмовской (расположена в пределах Лумутинского месторождения, включающего 3 нефтяные залежи в коре выветривания палеозойских пород) керн представлен метаморфизованными осадочными породами, слабо рассланцованными, трещиноватыми, участками сидеритизированными, с зеркалами скольжения под углом 35–45 градусов, перемьятыми, трещиноватыми (рис. 3). По доюрскому комплексу скважина прошла 81 м.



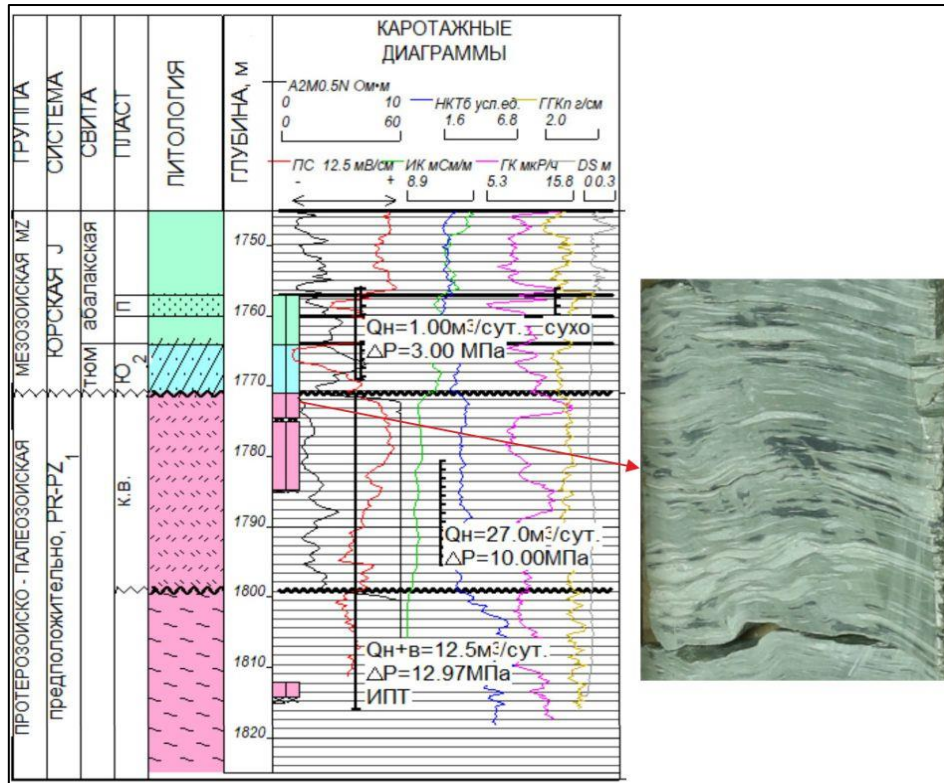
**Рис. 2.** Фрагмент схемы нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (2010)  
**Fig. 2.** Fragment of the oil and gas geological zoning scheme West Siberian Oil and Gas Province (2010)

Скважина 11 020 Западно-Семивидовская (пробурена в пределах Южно-Валового месторождения) по доюрскому комплексу прошла 73,4 м, вскрыла метаморфизованные осадочные породы светло-серого и темно-серого цвета, сланцеватые, выветрелые, плотные, крепкие, трещиноватые. Трещины, тонкие, ветвистые, пересекающие слоистость. В керне отмечаются слабые выпоты нефти (рис. 3).



**Рис. 3.** Литолого-стратиграфический разрез и фото керна доюрского комплекса по скв. 10282 Западно-Каюмовской (А) и 11020 Западно-Семиводовской (Б) площадей  
**Fig. 3.** Lithological and stratigraphic section and photo of the core of the pre-Jurassic complex at 10282 Zapadno-Kayumovskaya (A) and 11020 Zapadno-Semivodovskaya (B) area

Скважина 10 459 Среднемульминская, пробуренная в контуре Среднемульминского месторождения, по доюрскому комплексу прошла 53,1 м, вскрыла сланцы хлорит-серицит-кварцевые, полосчатые, с неравномерной примесью углисто-глинистого материала, в отдельных интервалах предположительно наследуется слоистость исходных осадочных пород. В керне наблюдались единичные выпоты нефти (рис. 4).

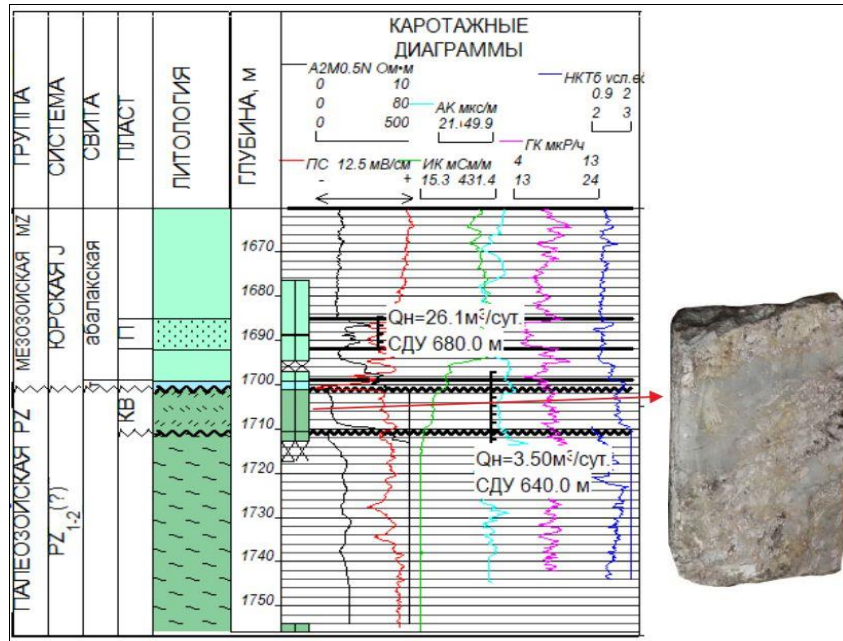


**Рис. 4.** Литолого-стратиграфический разрез и фото керна доюрского комплекса по скв.10 459 Среднемульминской площади

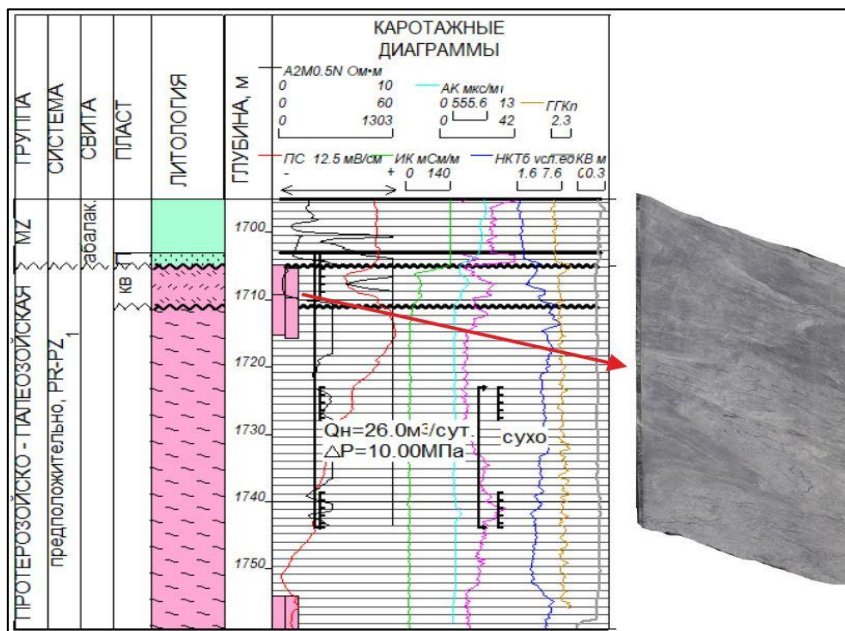
**Fig. 4.** Lithological and stratigraphic section and photo of the core of the pre-Jurassic complex on sq.10 459 Srednemulyumyinskaya area

Скважина 10 373 Андреевская пробурена в контуре одноименного месторождения. По доюрскому комплексу прошла 55 м, вскрыла метаморфизованные осадочные породы, глинисто-алевритовые с прослоями и линзами грубозернистого материала, к которым приурочены каверны с выпотами нефти (рис. 5).

На Полюемском месторождении залежь в КВ охарактеризована одной скважиной. Скв. 10 801 Северо-Тетеревская по доюрскому комплексу прошла 55,8 м, вскрыла сланцы глинисто-кварцевые зеленовато-темно-серые, перемятые, кавернозные, с элементами плейчатости. По трещинам и кавернам отмечались выпоты нефти (рис. 6).

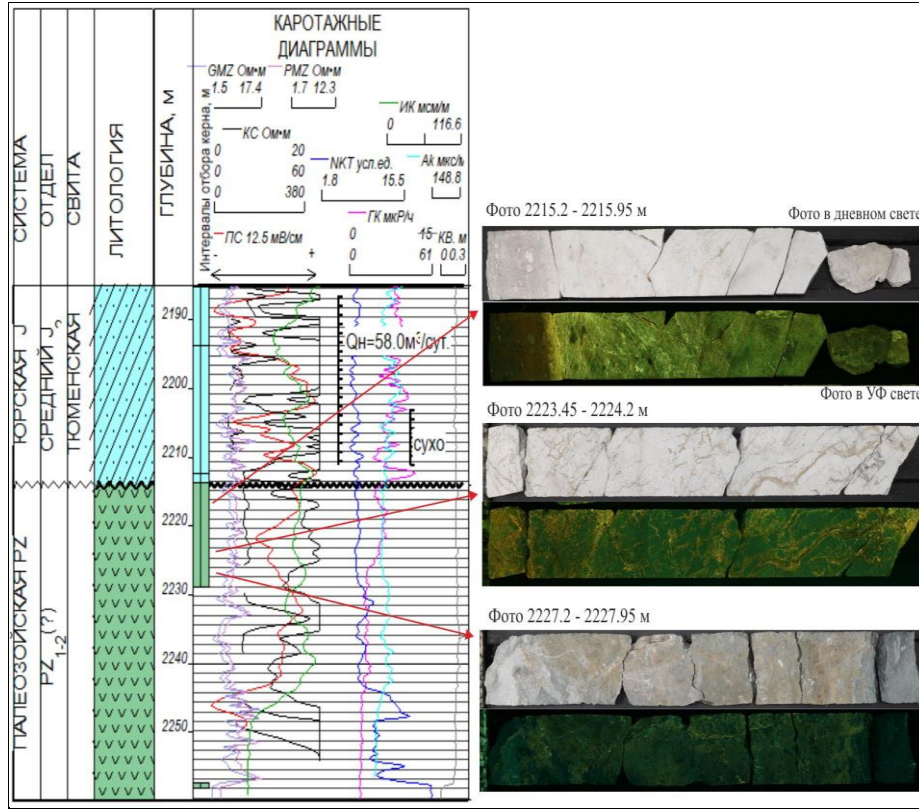


**Рис. 5.** Литолого-стратиграфический разрез и фото керна доюрского комплекса скважины скв. 10373 Андреевской площади  
**Fig. 5.** Lithological and stratigraphic section and photo of the core of the pre-Jurassic borehole complex 10373 Andreevskaya area



**Рис. 6.** Литолого-стратиграфический разрез и фото керна доюрского комплекса скважины скв. 10 801 Северо-Тетеревской площади  
**Fig. 6.** Lithological and stratigraphic section and photo of the core of the pre-Jurassic well complex skv. 10 801 of the Severo-Teterevskaya area

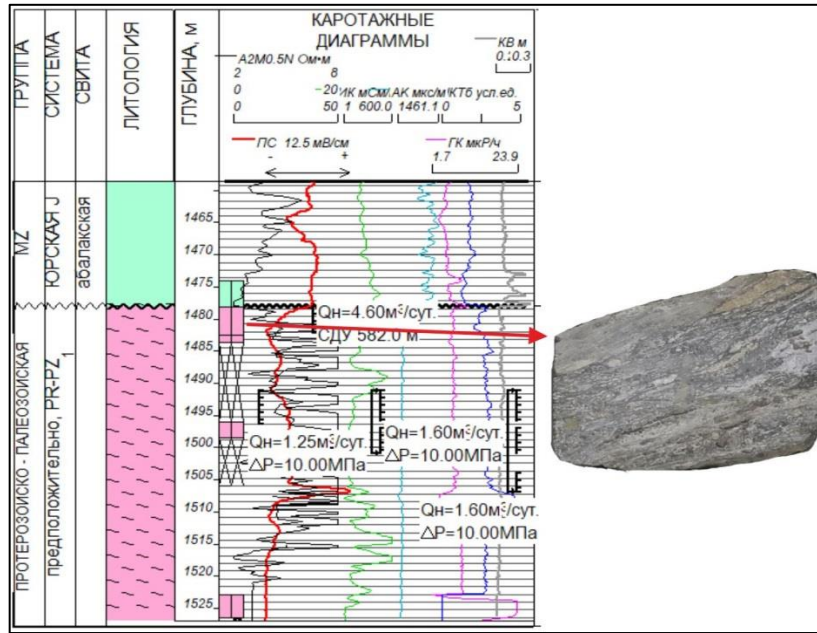
Скважина 226 Потанай-Картопьянская расположена за пределами Потанайского месторождения, по доюрскому комплексу прошла 45,6 м, керн представлен каолиновой корой выветривания по кварц-хлоритовым сланцам, светло-серой, перемятой, трещиноватой. Трещины разнонаправленные, со следами сидеритизации. В УФ свете участками наблюдается желто-коричневое свечение (рис. 7). Доюрский комплекс не испытывался.



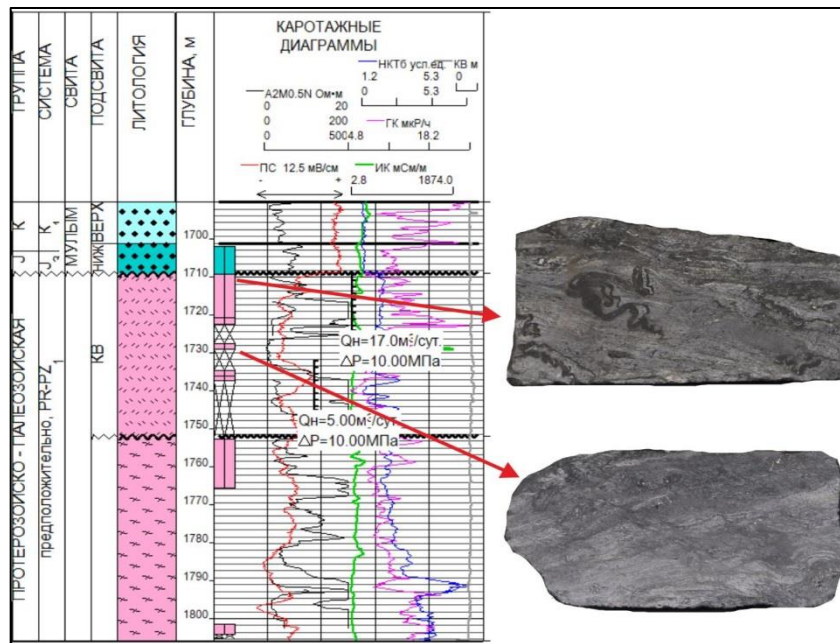
**Рис. 7.** Литолого-стратиграфический разрез и фото керна доюрского комплекса скважины 226 Потанай-Картопьянской площади  
**Fig. 7.** Lithological and stratigraphic section and photo of the core of the pre-Jurassic complex of well 226 Potanai-Kartopyinskaya area

Скважина 10 513 Мулымьянская (Западно-Мулымьянское месторождение, залежь в кв.) прошла по доюрскому комплексу 49 м, керн представлен алевроито-глинистыми сланцами, серыми, темно-серыми, сильно перемятыми, кавернозными, трещиноватыми, с обильными выпотами нефти (рис. 8).

На Западно-Толумском месторождении открыто 4 нефтяные залежи в коре выветривания, 2 из них объединяют мелкие (4 и 7) литологически ограниченные скопления нефти. Здесь пробурена скважина 10 515 Толумская, по доюрскому комплексу прошла 97 м, вскрыла графит-серицит-кварцевые сланцы, серебристо-темно-серые, со слабовыраженной пльчатостью, трещиноватые, со слабым запахом УВ (рис. 9).



**Рис. 8.** Литолого-стратиграфический разрез и фото керна доюрского комплекса скв. 10513 Мульминской площади  
**Fig. 8.** Lithological and stratigraphic section and photo of the core of the pre-Jurassic complex at 10513 Mulyumyinskaya area

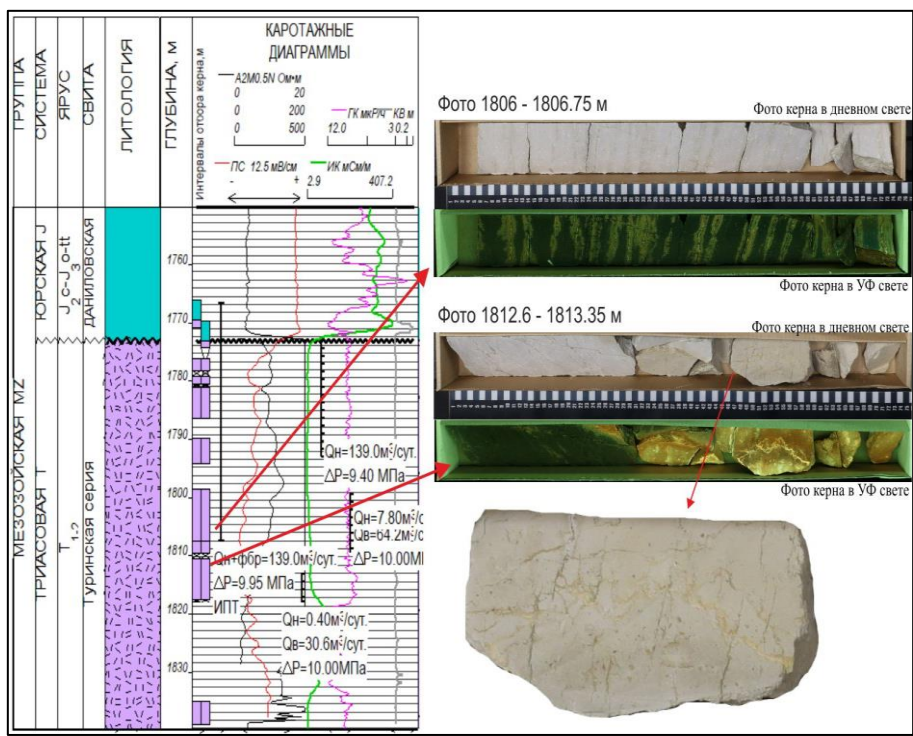


**Рис. 9.** Литолого-стратиграфический разрез и фото керна доюрского комплекса 10515 Толумской площади  
**Fig. 9.** Lithological and stratigraphic section and photo of the core of the pre-Jurassic complex 10515 Tolumskaya area

В пределах Шаимского мегавала сланцы во многих местах прорваны более молодыми интрузиями преимущественно кислого состава. Породы кислого состава слагают ряд массивов, вскрыты множеством скважин в пределах Мортымья-Тетеревской, Мулымьинской, Трехозерной и других площадей и представлены биотит-мусковитовыми и порфиоровыми гранитами [4].

При испытании кровельной части гранитного комплекса на Трехозерной площади получен непромышленный приток нефти, а в ряде скважин наблюдались нефтепроявления по керну (по делу скважины). Керн по скважинам, вскрывшим гранитный массив, пока не изучен.

В пределах Турсунского мегавала пробурена скважина 10 496 Даниловская. Она расположена на Даниловском месторождении, вскрыла эффузивные породы кислого состава — трахириолиты (толщиной 67 м) светло-серые, порфиоровые, метасоматически измененные, аргиллитизированные, прослоями брекчированные, трещиноватые, с вкрапленниками КППШ и пиритом, с запахом УВ. Керн имеет желтое свечение в УФ свете (рис. 10)



**Рис. 10.** Литолого-стратиграфический разрез и фото керна доюрского комплекса скважины 10496 Даниловской площади

**Fig. 10.** Lithological and stratigraphic section and photo of the core of the pre-Jurassic well complex 10496 Danilovskaya area

Признаки нефтеносности в керне триасовых отложений отмечены на Сыморьяхской площади, при испытании кровельной части риолит-

базальтовой толщии получены промышленные притоки нефти [5]. Керна по скважинам Сыморьяхской площади пока не изучены.

### **Обсуждение**

Промышленные запасы нефти и растворенного газа обнаружены в доюрском комплексе более чем на десяти месторождениях Шаимского НГР. Перспективными в нефтегазоносном отношении являются дезинтегрированные эрозионно-тектонические выступы, вторичные изменения пород которых способствуют образованию коллекторов. Такие породы-коллекторы были нами изучены и разделены на три типа.

Первая группа пород-коллекторов в тектоническом отношении приурочена к Турсунскому мегавалу и прилегающим к нему более мелким структурам. Это коры выветривания эффузивных пород, преимущественно кислого состава.

Коллекторские свойства пород обусловлены как первичной высокой пористостью лав, эффузивов и туфов, так и их вторичными метасоматическими преобразованиями. Здесь формируется трещинный, трещинно-кавернозный, порово-трещинный коллектор. Роль флюидоупоров могут играть непроницаемые эффузивные породы или глинистые прослои [6].

В пределах Турсунского мегавала притоки УВ из пород-коллекторов такого типа получены на Даниловском, Северо-Даниловском, Западно-Даниловском, Южно-Даниловском, Лопуховском, Тальниковом месторождениях. Наиболее крупными в доюрских отложениях Шаимского НГР по запасам являются Даниловское и Северо-Даниловское месторождения.

Залежи нефти и газа на этих месторождениях приурочены в основном к метасоматически измененным вулканическим породам кислого состава, их туфам и значительно реже к базальтам.

В северной части Турсунского мегавала открыты Шушминское и Сыморьяхское месторождения нефти в среднеюрских отложениях. В пределах этих месторождений отмечены признаки нефтегазоносности и в триасовых отложениях, сложенных эффузивами кислого и основного состава и их туфами. Залежи в доюрском комплексе пока не выявлены.

Вторая группа пород-коллекторов приурочена к Шаимскому мегавалу. К этой группе относятся коры выветривания метаморфизованных сланцев. Наиболее древние породы вскрыты в осевой части мегавала (на таких месторождениях, как Толумское, Западно-Толумское, Мортымья-Тетеревское, Каюмовское, Северо-Мулымьинское и др.). Они представлены в основном кварц-серицитовыми, кварц-биотитовыми, кварц-амфиболитовыми и другими сланцами.

По склонам Шаимского мегавала распространены более молодые (нижний-средний палеозой) слабометаморфизованные глинистые и углистые сланцы, с прослоями метапесчаников, метаалевролитов и глинисто-

слюдистых сланцев с прослоями метапесчаников (Убинское, Андреевское, Мансингъянское и другие месторождения).

Третья группа пород-коллекторов относится к корам выветривания интрузий кислого состава, которые представляют интерес для поиска порово-кавернозно-трещинных коллекторов. В пределах Шаимского НГР в гранитоидах открыта залежь газа на Верхнекондинском месторождении. Встречены гранитоиды, прорывающие сланцы, максимальное количество которых расположено в средней и южной частях мегавала. Так, к примеру, на месторождениях Мортмыья-Тетеревской группы распространены метаморфизованные сланцы разного состава, осложненные интрузиями гранитоидов. Коллекторы приурочены к гранитоидам и вмещающим сланцам и характеризуются сложной порово-трещинно-кавернозной структурой.

### **Выводы**

На основе изученного вещественного состава доюрских отложений на территории Шаимского НГР породы-коллекторы представлены в основном корами выветривания (дезинтегрированная часть доюрского комплекса) магматических, метаморфических и вулканогенно-осадочных пород. Породы коры выветривания имеют различный возраст, толщину и вещественный состав. Можно говорить о трех типах пород-коллекторов в пределах изучаемой территории:

- породы-коллекторы по эффузивным породам преимущественно кислого состава (разнообразные лавы кислого состава, туфы, туффиты триасового возраста);
- породы-коллекторы по интрузивным комплексам гранитоидов палеозойского возраста (пока не изучены в керне);
- породы-коллекторы по метаморфическим породам представлены сланцами глинисто-кремнистыми, с прослоями метапесчаников, метааргиллитов; кремнистыми сланцами контактово-измененными вблизи интрузий; метапесчаниками и метааргиллитами.

### **Вклад авторов**

*Мороз М. Л.*: сбор и анализ материалов; проведение исследования; формулирование идеи и цели исследования; теоретический анализ данных; создание иллюстраций; написание.

*Чернова Г. А.*: сбор и анализ материалов; теоретический анализ данных; проведение исследования; научное редактирование текста.

### **Author contributions**

*Mariya L. Moroz*: collection and analysis of study materials; study; formulation of idea and aim of the study; theoretical data analysis; creating illustrations; writing.

*Galina A. Chernova*: collection and analysis of study materials; theoretical data analysis; study; scientific editing.

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
**Conflict of interests.** The authors declare no conflicts of interest.

#### **Список источников**

1. Смирнов Л. В., Недоспасов А. И., Сурков В. С., Фатеев А. В., Тугарева А. В., Чернова Г. А., Яковлева Н. П. Геолого-формационная модель доюрского основания ХМАО — Югры. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: материалы XX научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 2017.* Том I. С. 78–87.
2. Иванов К. С., Федоров Ю. Н., Ерохин Ю. В., Пономарев В. С. *Геологическое строение фундамента Приуральской части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна.* Екатеринбург: ИГГ УрО РАН; 2016. 302 с.
3. Чернова Г. А., Тугарева А. В. Вещественный состав продуктивных коллекторов в доюрских отложениях на территории ХМАО — Югры. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры: материалы XVI научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 2013.* Том 2. С. 230–241.
4. Курышева Н. К. *Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках.* Тюмень; 2005. 236 с.
5. Криночкин В. Г., Федоров Ю. Н., Иванов К. С., Кутовая И. В., Лебедев А. И., Лазарь Е. Л. Геологическое строение и нефтегазоносность доюрского комплекса Сыморьяхского участка (Шаимский НГР). *Горные Ведомости.* 2008; 11(54):6–18.
6. Яковлева Н. П., Мясникова Г. П., Чернова Г. А. Вещественный состав и перспективы нефтегазоносности триасовых и пермско-триасовых отложений на западе территории Ханты-Мансийского автономного округа. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2017;(4):42–50. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-4>.

#### **References**

1. Smirnov L. V., Nedospasov A. I., Surkov V. S., Fateev A. V., Tugareva A. V., Chernova G. A., Yakovleva N. P. Geologo-formatsionnaya model' doyurskogo osnovaniya KHMAO — Yugry. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KHMAO — Yugry: materialy XX nauchno-prakticheskoy konferentsii, Khanty-Mansiysk, 2017.* Vol. I. P. 78–87. (In Russ.).
2. Ivanov K. S., Fedorov Yu. N., Erokhin Yu. V., Ponomarev V. S. *Geological structure of the basement of the Ural part of the West Siberian oil and gas megabasin.* Yekaterinburg: IGG Ural branch of the Russian Academy of Sciences; 2016. (In Russ.).
3. Chernova G. A., Tugareva A. V. Veshchestvennyy sostav produktivnykh kollektorov v doyurskikh otlozheniyakh na territorii KHMAO — Yugry. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KHMAO — Yugry: materialy XVI nauchno-prakticheskoy konferentsii, Khanty-Mansiysk, 2013(2).* P. 230–241. (In Russ.).
4. Kuryshcheva N. K. Forecasting and mapping of oil and gas deposits in the upper part of the Pre-Jurassic complex based on seismogeological data in the Shaimsky oil and gas region and adjacent areas. Tyumen; 2005. (In Russ.).

5. Krinochkin V. G., Fedorov Yu. N., Ivanov K. S., Kutovaya I. V., Lebedev A. I., Lazar' E. L. Geological structure and oil and gas potential of the pre-Jurassic complex of the Symoryakh site (Shaimsky NGR), *Gornye Vedomosti*. 2008;11(54):6–18. (In Russ.).

6. Yakovleva, N. P., Myasnikova G. P., Chernova G. A. Material composition and prospects of oil and gas potential of Triassic and Permian-Triassic deposits in the west of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra. *Oil and Gas Studies*. 2017;(4):42–50. (In Russ.).

#### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Мороз Мария Леонидовна**, старший научный сотрудник лаборатории геологии доюрских отложений, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилльмана, г. Тюмень, morozml@crru.ru

**Mariya L. Moroz**, Senior Research Associate of Laboratory Geology Basement Rocks, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, morozml@crru.ru

**Чернова Галина Александровна**, зав. лабораторией геологии доюрских отложений, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилльмана, г. Тюмень

**Galina A. Chernova**, Head of Laboratory Geology Basement Rocks, V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

*Поступила в редакцию / Received 08.09.2025*

*Поступила после рецензирования / Revised 09.10.2025*

*Принята к публикации / Accepted 20.10.2025*

Научная статья / Original research article  
УДК 556.3  
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-26-38>  
EDN: UNMUKN



## **О возможностях и ограничениях использования закона Огильви для целей геологии и разработки месторождений нефти и газа**

**А. А. Лялин**

*Тюменский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча», Тюмень, Российская Федерация*  
*aalyalin2@rn-pd-tmn.rosneft.ru*

**Аннотация.** В процессах, связанных с геологией и разработкой месторождений нефти и газа, специалисты постоянно сталкиваются со смешением вод различной природы и свойств. Всегда был актуален вопрос, как проанализировать смешение вод так, чтобы получить полезную информацию для целей геологии и разработки. Один из инструментов такого анализа — закон Огильви, гласящий о линейном смешении компонентов вод при отсутствии каких-либо химических и физико-химических процессов в системе. Использование закона Огильви имеет как возможности, так и ограничения, их изучение и является целью представленного исследования. Один из методов исследования — применение закона Огильви для анализа поведения компонентов вод при их смешении между собой, а также при взаимодействии компонентов вод и вмещающей породы-коллектора, компонентов вод и растворенных газов. Рассмотрены литературные источники, касающиеся использования закона Огильви. В результате показано, что применение закона Огильви позволяет идентифицировать процессы, протекающие в геофлюидальной системе. В частности, анализируя смешение таких компонентов вод, как хлор и иногда натрий, для пород коллекторов, не содержащих галит, можно по содержанию их в смеси вод определить, в какой пропорции смешались исходные воды. Ограничения использования закона Огильви состоят в схожести смешиваемых вод по химическому составу и минерализации и низкой проницаемости пород коллекторов, поскольку в них смешение вод имеет низкую интенсивность.

**Ключевые слова:** гидрогеохимия, смешение вод, закон Огильви, линейное смешение, нелинейное смешение, вода системы ППД, пластовая вода, попутно добываемая вода, поддержание пластового давления, геофлюидальная система, нефтегазоносный пласт, проницаемость

**Для цитирования:** Лялин, А. А. О возможностях и ограничениях использования закона Огильви для целей геологии и разработки месторождений нефти и газа. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):26–38. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-26-38> EDN: UNMUKN

## **On the possibilities and limitations of using Ogilvy's law for the purposes of geology and development of oil and gas fields**

**Aleksandr A. Lyalin**

*Tyumen branch of RN-Upstream Design, Tyumen, Russian Federation*  
*aalyalin2@rn-pd-tmn.rosneft.ru*

**Abstract.** In processes involved in geology and the development of oil and gas fields, specialists frequently deal with the water mixing of different origins and properties. The issue of how to analyze the water mixing in order to derive useful information for geological studies and field development has always been topical. One analytical tool for this is Ogilvie's law, which posits that

water components mix linearly in the absence of chemical or physicochemical processes in the system. The aim of this article is to explore the possibilities and limitations of applying Ogilvie's law. One of the research methods was the use of Ogilvie's law to assess the behavior of water components during their mixing with each other, as well as during the interaction between water components and reservoir rocks, and between water components and dissolved gases. Additionally, the author of this article analyzed the literature sources relating to the use of Ogilvie's law. The results of this study show that the application of Ogilvie's law allows to identify processes occurring within a geofluid system. Specifically, by analyzing the water mixing components, such as chloride—and in some cases, sodium — within reservoir rocks that do not contain halite, it is possible to determine the mixing proportions of the original waters based on their concentrations in the mixed sample. The limitations of using Ogilvie's law are the similarity of the mixed waters in chemical composition and salinity, as well as low reservoir rocks permeability, since water mixing in such reservoirs has low intensity.

**Keywords:** hydrogeochemistry, water mixing, Ogilvie's law, linear mixing, nonlinear mixing, water of the RPM system, reservoir water, produced water, reservoir pressure maintenance, geofluidic system, oil and gas bearing reservoir, permeability

**For citation:** Lyalin, A. A. On the possibilities and limitations of using Ogilvie's law for the purposes of geology and development of oil and gas fields. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(1):26–38 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-26-38>

### **Введение**

В последние годы автор стремится внести свой вклад [1, 2, 3] в развитие идей и направлений, обсуждаемых в 2005 году на круглом столе «Гидрогеохимические методы анализа и контроля разработки месторождений углеводородов» и изложенных в итоговом труде [4] в рамках Международной конференции «Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии», посвященной профессору А. А. Карцеву. Систематическое, планомерное и целенаправленно организованное внедрение и использование гидрогеохимических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений осуществлялось в Беларуси (Припятская нефтегазоносная область) и Республике Коми (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) в России в начале 2000-х годов и будет полезно при активном распространении на другие нефтегазовые области и провинции [5].

Применением гидрогеохимических методов в геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений в разное время занимались такие специалисты, как: Ф. С. Исмаилов и Ф. М. Гаджиев на месторождении нефти «Гюнешли» в Азербайджанском секторе Каспийского моря; П. К. Азимов и И. Б. Розенберг в Ферганской долине Узбекистана; В. Д. Порошин, В. Г. Гуляев, М. В. Радченко, И. С. Мельничук, Б. В. Маракасов в Тимано-Печорской провинции; Ш. Ф. Мехтиев, А. Р. Ахундов, Е. А. Ворошилов в Азербайджане; В. В. Муляк, А. Г. Морозов, А. В. Третьяков, В. В. Коцур, А. А. Ефремов в Припятской нефтегазовой области Беларуси; А. М. Никаноров, А. Н. Шалаев на Северном Кавказе. Также этой проблемой занимались А. А. Карцев, Ю. П. Гаттенбергер, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова, А. В. Кошелев, Г. С. Ли, М. А. Катаева, К. В. Сесь, С. В. Делия, М. Б. Букаты, Т. Н. Силкина, В. Г. Иванов и др. [6, 7].

Закон Огильви в 1909 году предложен А. Н. Огильви. Александр Николаевич — русский гидрогеолог из старинного шотландского рода. Будучи профессором Московской горной академии, он опубликовал статью, в которой привел прямолинейный закон смешения двух вод. Ученый анализировал при этом смешение вод бальнеологического источника Нарзан в Кисловодске [8]. Опираясь на свой закон, Огильви предложил диаграмму, где по оси «х» нанесена минерализация, а по оси «у» справа и слева — данные по содержанию химических элементов соответственно в первой и во второй пробах вод. Если соединить на диаграмме содержания химических элементов в обеих пробах вод прямой линией, то получим графическое выражение линейного закона смешения вод Огильви. Когда на эту диаграмму внесены содержания всех химических элементов двух вод, по ней можно определить, какому химическому составу смеси вод соответствует выбранная минерализация и наоборот.

В 1952 году была опубликована статья «Номограмма для определения химического состава смеси вод» [9]. Ее автор, доцент Ленинградского горного института П. И. Желтов, предложил заменить минерализацию, приведенную по оси «х», на объемное соотношение смешиваемых вод от 0 до 100 % (рис. 1). Такая модифицированная диаграмма позволила установить, в каком соотношении воды смешались по данным о химическом составе смеси вод. Если у нас есть данные по соотношению объемов смешанных вод, по этой диаграмме мы можем определить химический состав смеси вод. Предложенная П. И. Желтовым модификация называется диаграммой Огильви, так как ее основу заложил Александр Николаевич. Но поскольку Желтов предложил способ получения несколько иной информации, то предлагаем называть его диаграмму диаграммой Огильви — Желтова.

На рисунке 1 представлена концепция линейного смешения вод при заводнении. Вода системы поддержания пластового давления с меньшим содержанием хлора разбавляет хлор пластовой воды. Разбавление пропорционально соотношению вод в смеси. Если воды смешаются в пропорции 50 на 50 %, содержание хлора в смеси будет иметь среднее значение между двумя водами.

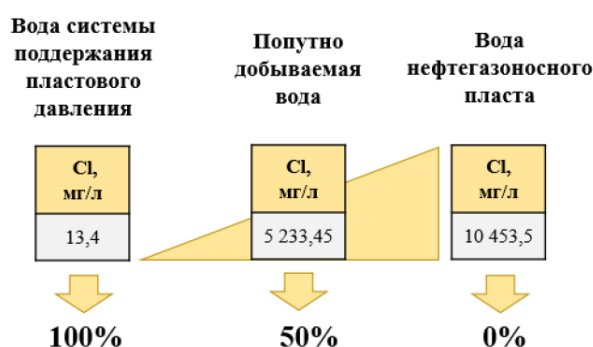


Рис. 1. Концепция линейного смешения вод при заводнении  
 Fig. 1. The concept of linear mixing of water during flooding

Закон Огильви имеет физико-химическую основу. Во-первых, это явление концентрационной диффузии, когда происходит смешение в системе с одинаковой температурой и давлением, но различными концентрациями компонентов в разных ее частях. При этом вещество перемещается из участков системы с большей концентрацией к участкам с меньшей концентрацией и перемешивается до достижения равномерной концентрации по всей системе. Концентрационная диффузия стремится уменьшить энтропию системы или снизить хаос и увеличить равномерность и порядок. Во-вторых, это принцип Ле Шателье — Брауна, гласящий, что если систему вывести из равновесия, то она будет стараться нейтрализовать эффект от воздействия. В нашем случае из равновесия систему выводит появление в ней воды с иной концентрацией растворенных солей, а также с иной температурой и давлением.

Но линейное смешение компонентов вод возможно только в случае, когда не происходит химического взаимодействия компонентов смешивающихся вод, компонентов вод и вмещающей породы-коллектора, компонентов вод и растворенных газов и т. д. Можно предположить, что в условиях недр взаимодействие компонентов при смешении вод происходит практически всегда. Могут не взаимодействовать только наиболее устойчивые элементы, такие как хлор, натрий, бром и йод, так как они практически не вступают в реакции, не адсорбируются, плохо подвержены ионному обмену и биологически не активны в пластовых условиях [3]. Эти элементы держатся в растворах «до последнего» и по ним можно определять объемные процентные содержания воды, закачанной в систему ППД, в составе попутно добываемых вод, что позволяет выявить пути миграции вод системы ППД по объекту разработки. Необходимо отметить, что есть ограничения на использование хлора и натрия. Их нельзя использовать в регионах, где пласты-коллекторы содержат галит (NaCl), то есть в Иркутском амфитеатре, Припятском прогибе, Тунгусском бассейне и др. [4]. Также необходимо обращать внимание на то, что натрий иногда не проявляет стабильность параллельно с хлором.

Важно понимать, что отклонения от линейного смешения компонентов вод, то есть отклонения от закона Огильви, несут в себе информацию о протекающих в пласте процессах [1, 2, 10, 11].

Исходя из вышесказанного, рассмотрим возможности и ограничения использования закона Огильви для целей геологии и разработки месторождений нефти и газа

#### **Объект и методы исследования**

Объект исследования — закон Огильви как инструмент идентификации процессов, связанных с геологией и разработкой месторождений нефти и газа.

Первый метод исследования — применение закона Огильви для анализа поведения компонентов вод при их смешении между собой, а также при взаимодействии компонентов вод и вмещающей породы-коллектора, компонентов вод и растворенных газов.

Второй метод исследования — анализ литературных источников, касающихся применения закона Огильви.

### Исходные данные

В анализе задействуем только макрокомпоненты вод, то есть главные анионы и катионы, которые задают химический состав воды. Анионы:  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ . Катионы: щелочноземельные металлы —  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ , щелочные металлы  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ .

За исходные взяты данные по месторождению М, расположенному в Западной Сибири. Заводняемый пласт, в котором происходит смешение вод, относится к викуловской свите нижнего мела. Пласт представлен терригенным коллектором, а именно косослоистыми песчаниками, чередованием линзовиднослоистых песчаников и аргиллитов. Для заводнения используется вода атлым-новомихайловского комплекса олигоцена. Химический состав воды, закачиваемой в систему ППД, пластовой воды и попутно добываемой воды из анализируемой скважины месторождения приведен в таблице 1.

*Таблица 1. Исходные данные по месторождению М*

*Table 1. Source data on field M*

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, мг/л	$\text{HCO}_3^-$ , мг/л	$\text{Cl}^-$ , мг/л	$\text{SO}_4^{2-}$ , мг/л	$\text{Ca}^{2+}$ , мг/л	$\text{Mg}^{2+}$ , мг/л	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$ , мг/л
Пресная вода системы ППД	—	528,30	370,00	13,40	24,00	55,00	41,50	24,40
Исходная пластовая вода	—	20 623,60	1 281,00	10 453,50	85,00	361,00	267,10	8 176,00
Попутно добываемая вода из скв. С	10.2016	15 010,00	1 610,40	7 419,50	4,20	147,1	632,90	5 195,90

В качестве исходных данных будут использоваться некоторые гидрогеохимические факты (для пластов-коллекторов без галита ( $\text{NaCl}$ ):

- обеднение смеси вод  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{HCO}_3^-$  — следствие выпадения в осадок кальцита ( $\text{CaCO}_3$ );
- обеднение смеси вод  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{HCO}_3^-$  — следствие выпадения в осадок доломита ( $\text{CaMg}[\text{CO}_3]_2$ );

- обеднение смеси вод  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  — следствие выпадения в осадок гипса ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) и ангидрита ( $\text{CaSO}_4$ ). Примечание: модификация гипса при повышении температуры: гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) → бассанит ( $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$ ) → ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ );
- обогащение смеси вод  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{HCO}_3^-$  — следствие растворения кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ) породы-коллектора;
- обогащение смеси вод  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{HCO}_3^-$  — следствие растворения доломита ( $\text{CaMg}[\text{CO}_3]_2$ ) породы-коллектора;
- обогащение смеси вод  $\text{HCO}_3^-$  — следствие поступления углекислоты по глубинным разломам [12];
- обогащение смеси вод  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  — следствие растворения гипса ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) и ангидрита ( $\text{CaSO}_4$ ) породы-коллектора. Примечание: влияние температуры на растворимость сульфатов в диапазоне температур нефтеносного пласта незначительное (20–80°C). Несущественно и влияние давления. Хлоркальциевые воды нефтеносного пласта практически не способны растворять сульфатные минералы, такие как гипс и ангидрит, но если эту воду разбавить пресной или менее минерализованной водой системы ППД, то, обедняясь  $\text{Ca}^{2+}$ , смесь данных вод начинает активно растворять эти минералы [4].);
- обогащение вод  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  — следствие солянокислой обработки призабойной зоны пласта. Примечание: воды, образовавшиеся в результате солянокислых обработок, отличаются пониженной величиной натрий-хлорного коэффициента и повышенной величиной щелочноземельно-хлорного коэффициента [5];
- обогащение вод  $\text{Ca}^{2+}$  — следствие появления технологических вод;
- обогащение вод  $\text{K}^+$  — следствие появления фильтрата бурового раствора.

### Результаты

На рисунках 2–7 на диаграммы Огильви — Желтова вынесены данные по смешению вод на скважине С месторождения М.

Мы принимаем, что хлор смешивается линейно, так как у него отсутствует барьер растворимости, и он практически не осаждается из раствора в пластовых условиях. В пластовых условиях он плохо подвержен ионному обмену, практически не адсорбируется и биологически неактивен [3]. Так как хлор смешивается линейно, то по его содержанию рассчитываем объемное процентное содержание воды системы ППД в попутно добываемой воде скважины С. Мы получили значение 29,6 % (рис. 2).

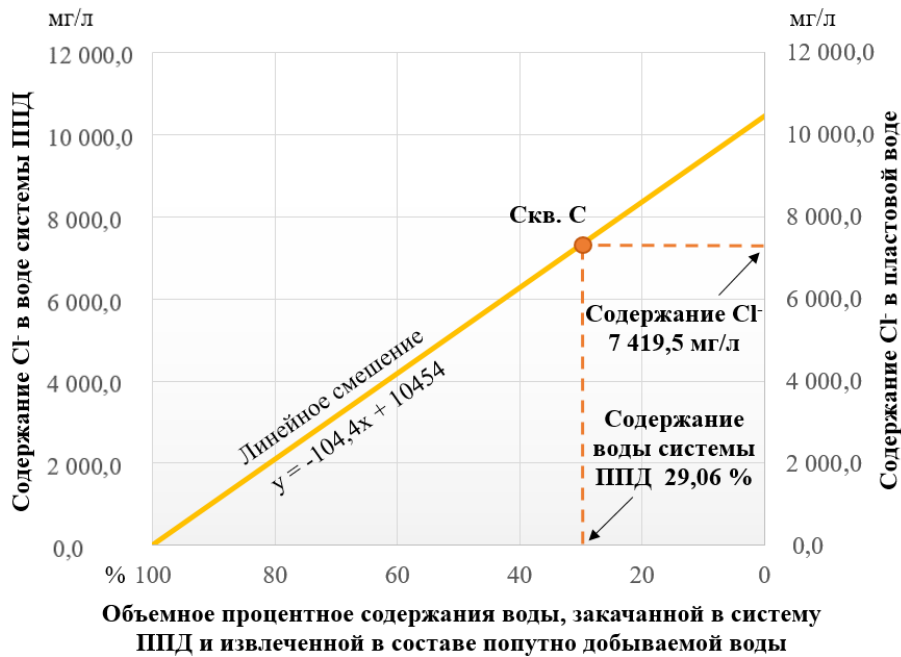


Рис. 2. Диаграмма Огильви — Желтова для  $Cl^-$   
 Fig. 2. Ogilvy — Zheltov diagram for  $Cl^-$

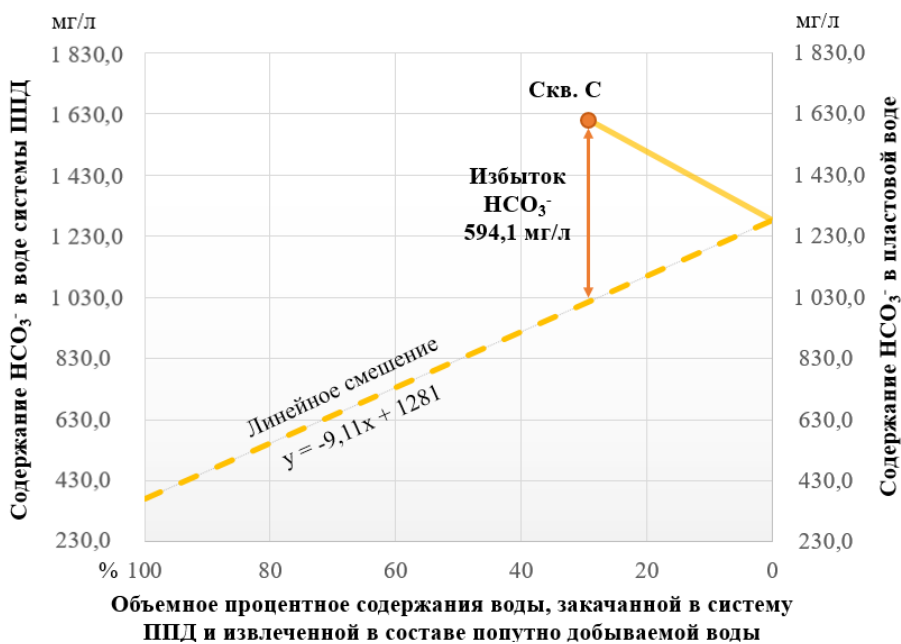


Рис. 3. Диаграмма Огильви — Желтова для  $HCO_3^-$   
 Fig. 3. Ogilvy — Zheltov diagram for  $HCO_3^-$

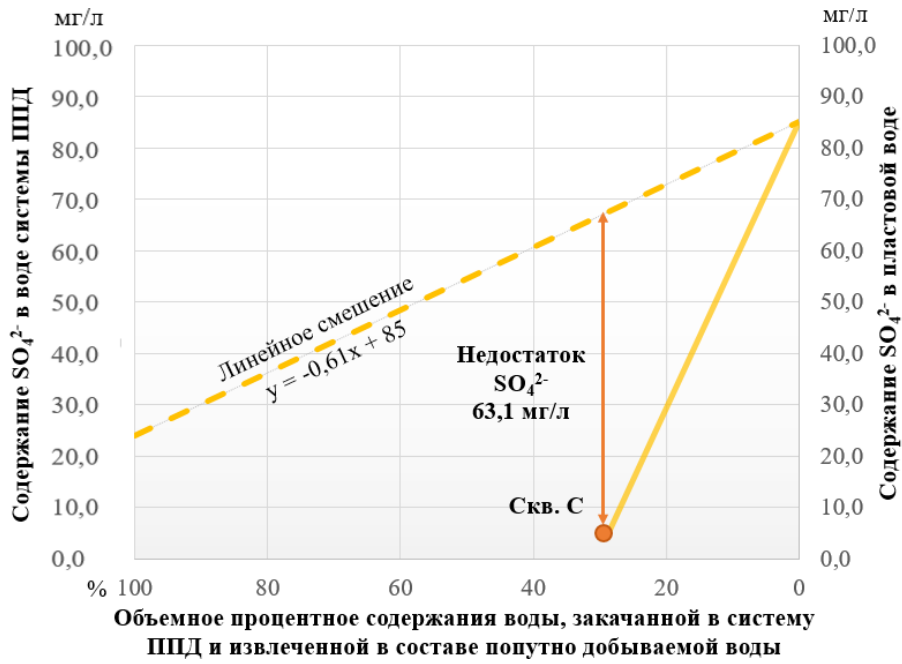


Рис. 4. Диаграмма Огильви — Желтова для  $\text{SO}_4^{2-}$   
 Fig. 4. Ogilvy — Zheltov diagram for  $\text{SO}_4^{2-}$

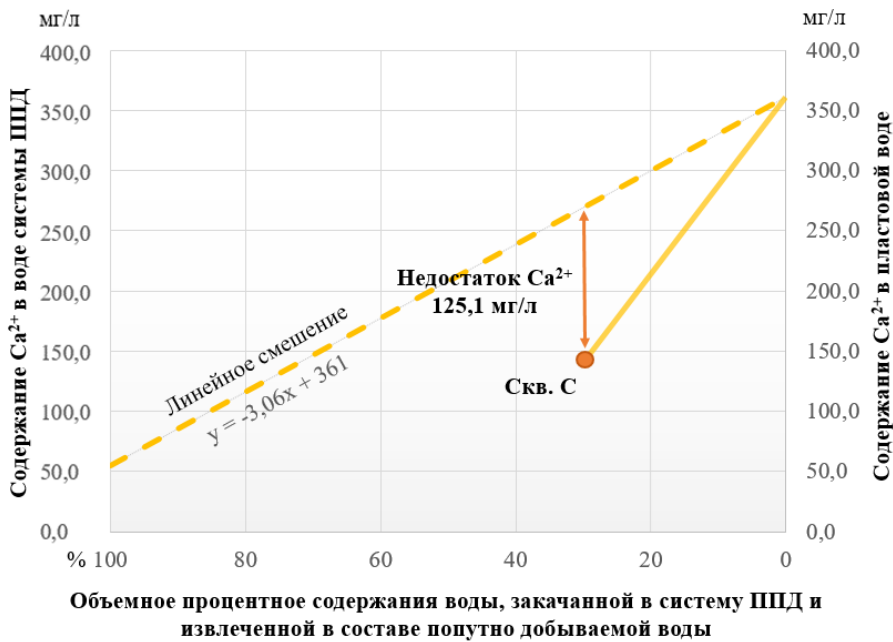


Рис. 5. Диаграмма Огильви — Желтова для  $\text{Ca}^{2+}$   
 Fig. 5. Ogilvy — Zheltov diagram for  $\text{Ca}^{2+}$

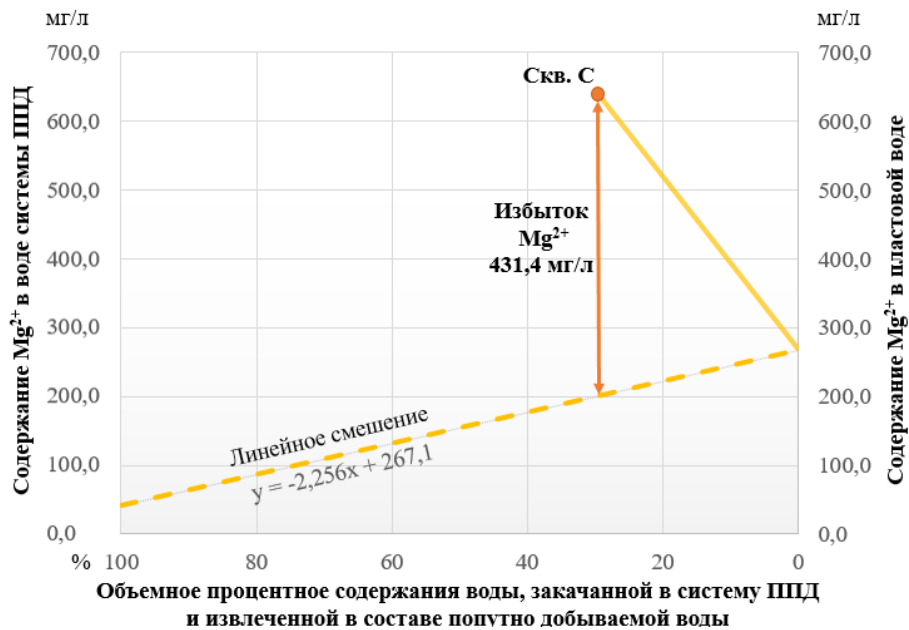


Рис. 6. Диаграмма Огильви — Желтова для  $Mg^{2+}$   
 Fig. 6. Ogilvy — Zheltov diagram for  $Mg^{2+}$

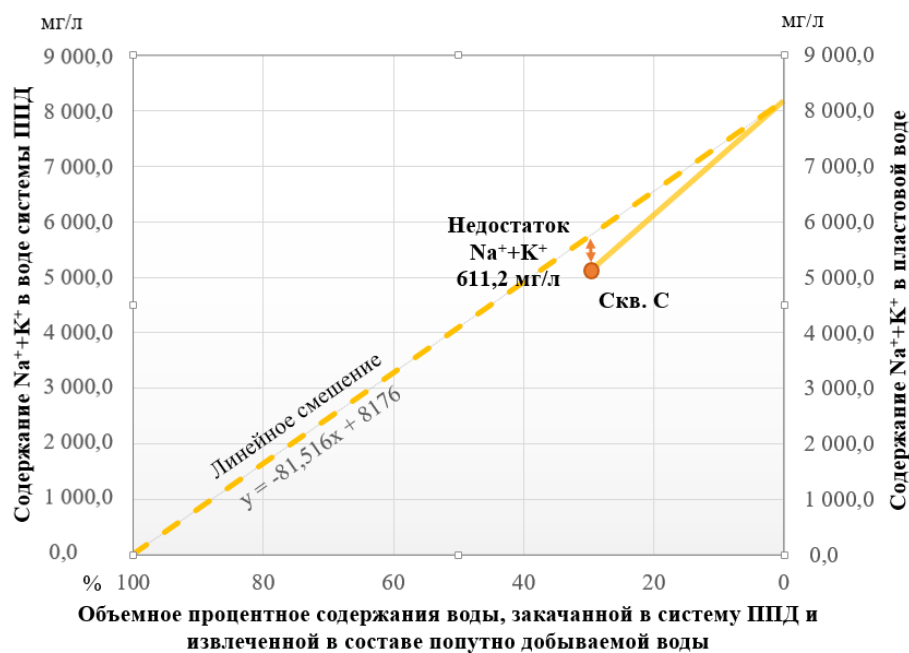


Рис. 7. Диаграмма Огильви — Желтова для  $Na^{+} + K^{+}$   
 Fig. 7. Ogilvy — Zheltov diagram for  $Na^{+} + K^{+}$

### Обсуждение

Прежде чем приступить к обсуждению результатов исследования, рассмотрим некоторые особенности смешения вод различного состава.

Сначала проанализируем процесс смешения вод в породе-коллекторе. В 2012 году были опубликованы результаты экспериментальных исследований динамики смешения вод при их движении в пластах-коллекторах с различной проницаемостью 300 и 2 мД [13]. Вывод из эксперимента таков, что чем меньше проницаемость породы-коллектора, тем менее интенсивно происходит процесс смешения вод, вплоть до поршневого вытеснения воды одного состава водой другого состава. Таким образом, предлагаемый нами подход неприменим для пород-коллекторов с низкой проницаемостью порядка 2 мД.

Следует отметить, что Огильви вывел свой закон для вод, которые не сильно отличаются друг от друга по химическому составу и минерализации, поэтому интенсивного взаимодействия компонентов вод в его работах не наблюдалось и смешивались они линейно. В промышленных условиях заводнения воды часто по составу и минерализации отличаются значительно, но это как раз одно из условий применения гидрогеохимического метода в геологии и разработке месторождений нефти и газа [6].

Теперь проанализируем наши результаты. Посмотрим, какие содержания элементов, кроме Cl, приходится на процентное содержание воды системы ППД в попутно добываемой воде — 29,06 %.

Изучим рисунок 3 с диаграммой Огильви — Желтова для аниона  $\text{HCO}_3^-$ . Можно увидеть, что при линейном смешении  $\text{HCO}_3^-$  и содержании воды системы ППД в попутно добываемой воде в 29,06 % содержание  $\text{HCO}_3^-$  в попутно добываемой воде из скважины С должно иметь значение 1 016,3 мг/г, а фактически это значение 1 610,4 мг/л. Таким образом, мы имеем избыток  $\text{HCO}_3^-$  в попутно добываемой воде в количестве 594,1 мг/л.

Анализируя подобным образом диаграммы по всем компонентам и используя гидрогеологические факты, приведенные в исходных данных, мы получим следующие результаты. На диаграммах на рисунках 4 и 5 обнаружится, что в смеси не хватает  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{Ca}^{2+}$ , из чего можно сделать вывод, что при смешении вод выпадают гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) и/или ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ). На рисунке 3 наблюдается избыток  $\text{HCO}_3^-$ , что можно объяснить растворением карбонатных минералов или притоком углекислоты по разломам. На рисунке 6 показано, что в смеси наблюдается избыток  $\text{Mg}^{2+}$ , поступление которого можно объяснить растворением доломита или поступлением технической воды. Возможен ионный обмен. По сумме  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  наблюдается незначительное отклонение от линейного смешения, которое можно отнести к погрешностям методов анализа и в общем смешение можно считать линейным.

Кроме идентификации собственно явлений выпадения из смеси вод или растворения в ней минералов, мы можем сделать выводы, что раство-

рение приводит к улучшению коллекторских свойств пород-коллекторов, а выпадение минералов, соответственно, к ухудшению.

### **Выводы**

Возможности закона Огильви для решения задач геологии и разработки месторождений нефти и газа таковы, что, анализируя смешение таких компонентов вод, как хлор и иногда натрий, для пород-коллекторов, не содержащих галит, можно по содержанию их в смеси вод определить, в какой пропорции смешались воды.

Анализ отклонений от закона линейного смещения Огильви дает итоговый результат процессов, протекающих в геофлюидальной системе и являющихся следствием взаимодействия вод между собой, вод с породообразующими минералами и газами, термобарических условий, смены окислительно-восстановительных условий.

Ограничениями использования закона Огильви выступают: во-первых, схожесть смешиваемых вод по химическому составу и минерализации, что не даст рассчитать соотношение вод в смеси; во-вторых, низкая проницаемость (порядка 2 мД) пород-коллекторов, так как в них смешение вод имеет низкую интенсивность, и закон Огильви (как и отклонения от него) действует на ограниченном участке контакта вод.

**Конфликт интересов.** Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.  
**Conflict of interests.** The author declare no conflicts of interest.

### **Список источников**

1. Лялин А. А., Васильев В. В. Геохимия подземных вод резервуара нефтяного месторождения как источник информации о текущем состоянии разработки. *Геология и недропользование*. 2023;3(13):20–25.
2. Лялин А. А., Васильев В. В., Меркулов А. В. Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений. *Экспозиция Нефть Газ*. 2023;(2):19–22. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-2-19-22>
3. Лялин А. А. Гидрогеохимия хлора как источник информации о процессе разработки нефтяного месторождения. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2025;(1):38–49. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2025-1-38-49>
4. Муляк В. В., Порошин В. Д., Гаттенбергер Ю. П., Абукова Л. А. *Гидрохимические методы анализа и контроля нефтяных и газовых месторождений*. Москва: ГЕОС; 2007. 245 с.
5. Муляк В. В. Гидрохимический контроль разработки нефтяных месторождений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2008;(4):25–31.

6. Лялин А. А. Анализ условий применения гидрогеологических методов при разработке нефтяных месторождений. *Нефтепромысловое дело*. 2022; 12(648):40–44. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-12\(648\)-40-44](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-12(648)-40-44)
7. Карцев А. А., Вагин С. Б., Шугрин В. П. *Нефтегазовая гидрогеология*. Москва: Недра; 1992. 208 с.
8. Огильви А. Н. Краткий обзор геологических исследований около источника Нарзан в Кисловодске. *Известия Геолкома*. 1909;XXVIII(8): 609–612.
9. Желтов П. И. Номограмма для определения химического состава смеси вод. *Записки Ленинградского ордена Ленина и Трудового Красного Знамени горного института*. 1952;XXVI (II):101–104.
10. Лялин А. А., Васильев В. В. График Огильви при нелинейном смещении компонентов вод в процессе заводнения нефтяного месторождения. *Высшая школа: научные исследования: материалы Межвузовского международного конгресса, Москва, 11 января 2024 года*. Том 2. Москва: Издательство Инфинити; 2024. С. 94–104. <https://doi.org/10.34660/INF.2024.72.10.061>
11. Лялин А. А., Васильев В. В., Патраков Д. П. Метод выявления отклонений от линейного смещения компонентов вод в геофлюидальной системе процесса заводнения. *Моделирование нефтегазоносных бассейнов. Проблемы и перспективы: сборник статей I Международной научно-практической конференции, Волгоград, 04–05 октября 2023 года*. Волгоград: Волгоградский государственный технический университет; 2024. С. 195–203.
12. Ежов А. С., Лукин А. В. Закономерности распространения свободной углекислоты в подземных водах Волго-Уральской нефтегазоносной области. *Геохимия*. 1979;(5):781–785.
13. Делия С. В., Абукова Л. А., Абрамова О. П., Анисимов Л. А., Попов С. Н., Воронцова И. В. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012;(10):34–41.

#### References

1. Lyalin, A. A., Vasiliev, V. V. Geochemistry of Underground Waters of an Oil Field Reservoir as a Source of Information about the Current State of Development. *Geology and subsoil use*. 2023;3(13):20–25.(In Russ.).
2. Lyalin, A. A., Vasiliev, V. V., Merkulov, A. V. Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development. *Exposition Oil & Gas*. 2023; (2):19–22. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-2-19-22>
3. Lyalin A. A. (2025). Hydrogeochemistry of chlorine as data source on the process of oil field development. *Oil and Gas Studies*. 2025;(1):38-49. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2025-1-38-49>
4. Mulyak V. V., Poroshin V. D., Gattenberger Yu. P., Abukova L. A. *Gidroximicheskie metody` analiza i kontrolya neftnyan`x i gazovy`x mestorozhdenij*. Moscow: GEOS; 2007. (In Russ.).
5. Mulyak V. V. Gidroximicheskij kontrol` razrabotki neftnyan`x mestorozhdenij. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyan`x i gazovy`x mestorozhdenij*. 2008;(4):25–31. (In Russ.).
6. Lyalin, A. A. Analysis of the conditions for the use of hydrogeological methods in the reservoir engineering of oil fields. *Oilfield Engineering*. 2022;12(648):40–44. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-12\(648\)-40-44](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-12(648)-40-44)

7. Karcev A. A., Vagin S. B., Shugrin V. P. *Neftegazovaya gidrogeologiya*. Moscow: Nedra; 1992. (In Russ.).
8. Ogil'vi A. N. Kratkiy obzor geologicheskikh issledovaniy okolo istochnika Narzan v Kislovodske. *Izvestiya Geologicheskogo komiteta*. 1909;XXVIII (8):609–612. (In Russ.).
9. Zheltov, P. I. Nomogramma dlya opredeleniya ximicheskogo sostava smesi vod. *Journal of Mining Institute*. 1952;26(2):101–104. (In Russ.).
10. Lyalin, A. A., Vasil'ev, V. V. Grafik Ogil'vi pri nelineynom smeshenii komponentov vod v protsesse zavodneniya neftyanogo mestorozhdeniya. *Vysshaya shkola: nauchnye issledovaniya. Materialy Mezhvuzovskogo mezhdunarodnogo kongressa, Moscow, 11 yanvarya 2024 goda*. Vol. 2. Moscow: Izdatel'stvo Infiniti; 2024. pp. 94–104. (In Russ.) <https://doi.org/10.34660/INF.2024.72.10.061>
11. Lyalin A. A., Vasil'ev V. V., Patrakov D. P. Metod vy`avleniya otklonenij ot linejnogo smesheniya komponentov vod v geoflyuidal'noj sisteme processa zavodneniya. *Modelirovanie neftegazonny`x bassejnov. Problemy` i perspektivy` : Sbornik statej I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii, Volgograd, 04–05 oktyabrya 2023 goda*. Volgograd: Volgogradskij gosudarstvenny`j texnicheskij universitet; 2024. pp. 195–203. (In Russ.).
12. Ezhov A. S., Lukin A. V. Zakonomernosti rasprostraneniya svobodnoj uglekisloty` v podzemny`x vodax Volgo-Ural'skoj neftegazonosnoj oblasti. *Geoximiya*. 1979;(5):781–785. (In Russ.).
13. Delya S. V., Abukova L. A., Abramova O. P., Anisimov L. A., Popov S. N., Vorontsova I. V. Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2012;(10):34–41. (In Russ.).

#### **Информация об авторе/ Information about the author**

<p><b>Лялин Александр Александрович</b>, эксперт отдела повышения эффективности проектных решений управления по развитию систем проектирования, Тюменский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча», г. Тюмень, <a href="mailto:aalyalin2@rn-pd-tmn.rosneft.ru">aalyalin2@rn-pd-tmn.rosneft.ru</a></p>	<p><b>Aleksandr A. Lyalin</b>, Expert of Department on Improving Efficiency Design Solutions of Division on Design Systems Development, Tyumen branch of RN-Upstream Design, <a href="mailto:aalyalin2@rn-pd-tmn.rosneft.ru">aalyalin2@rn-pd-tmn.rosneft.ru</a></p>
--	---

*Поступила в редакцию / Received 10.06.2025*

*Поступила после рецензирования / Revised 23.06.2025*

*Принята к публикации / Accepted 20.08.2025*

Научная статья / Original research article  
УДК 550.8.053  
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-39-48>  
EDN: URDMGH



## Определение минерализации пластовых вод по данным геофизических исследований на Радужном лицензионном участке

**Л. В. Шишканова**

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация*  
*shishkanovalv@tyuiu.ru*

**Аннотация.** Необходимость изучения минерализации пластовых вод возникла при бурении первых скважин на Радужном лицензионном участке, а именно при интерпретации геофизических исследований геологического разреза. Поскольку скважина, пробуренная на Радужном, первая, база данных по определению общей минерализации воды в пластах по ее вертикали отсутствует. Для решения этой задачи был выбран комплексный подход с учетом данных соседних месторождений. Геолого-геофизическая интерпретация невозможна без учета особенностей района работ, где вскрытый скважинами разрез относится к определенному типу. В данном случае Тазовский тип разреза включает Радужное, Заполярное, Ямсовейское, Яро-Яхинское месторождение. Комплексная интерпретация проводилась по всему разрезу от пласта ПК1 до Ач(БТ12). Для получения более полной информации по петрофизическим характеристикам вышеуказанных пластов рассмотрена интерпретация геофизических данных на месторождениях, находящихся в непосредственной близости Радужной площади Тазовского типа разреза. Комплекс геофизических исследований на месторождениях проведен согласно нормативным документам на бурение скважин. Выбрана методика определения минерализации пластовых вод для определения характера насыщения. В дальнейшем она была применена при оперативной интерпретации в первой пробуренной скважине на Радужном лицензионном участке.

**Ключевые слова:** месторождение, комплекс геофизических исследований, минерализация пластовых вод, петрофизические зависимости

**Для цитирования:** Шишканова Л. В. Определение минерализации пластовых вод по данным геофизических исследований на Радужном лицензионном участке. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):39–48. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-39-48>  
EDN: URDMGH

## Determination of mineralization of reservoir water salinity based on geophysical survey data at the Raduzhny license area

**Lyudmila V. Shishkanova**

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation*  
*shishkanovalv@tyuiu.ru*

**Abstract.** The need to study the salinity of reservoir water arose during the drilling of the first wells at the Raduzhny license area, particularly while interpreting the geophysical surveys of the geological section. Since this well is the first one drilled at Raduzhny, there is no existing database to establish the total mineralization of reservoir water along the vertical section. To address this

issue, the author of this article used an integrated approach, taking into account data from neighboring fields. Geological and geophysical interpretation must consider the specific characteristics of the study area, where the section penetrated by the wells corresponds to a particular geological type. In this instance, the Tazovsky type of geological section includes the Raduzhnoye, Zapolyarnoye, Yamsoveyskoye, and Yaro-Yakhinskoye fields. The author performed an integrated interpretation across the entire section, from the PK1 reservoir to Ach (BT12). To obtain more complete information about the petrophysical properties of the mentioned reservoirs, the article analyzed the interpretation of geophysical data from fields located in close proximity to the Raduzhny area of the Tazovsky section type. The performed complex of geophysical surveys at these fields is consistent with regulatory documents for well drilling. The author selected a method for determining reservoir water salinity to assess the type of reservoir saturation. This method was subsequently applied in the operational interpretation of the first well drilled in the Raduzhny license area.

**Keywords:** field, complex of geophysical studies, mineralization of reservoir water, petrophysical dependencies

**For citation:** Shishkanova L. V. Determination of mineralization of reservoir water salinity based on geophysical survey data at the Raduzhny license area. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(1):39–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-39-48>

### **Введение**

Районирование территории Западной Сибири невозможно без комплексной геолого-геофизической информации и учета особенностей конкретного района и участка работ. Изучение геолого-геофизической информации дало возможность условно разделить месторождения по типам разрезов. Такое распределение (районирование) по типам разрезов проводилось по тектоно-стратиграфическим, геоморфологическим особенностям строения разрезов скважин. Название типов разреза обычно соответствуют наиболее характерным и изученным структурам или месторождениям [1, 2].

Радужная площадь относится к Тазовскому типу разреза и включает ряд следующих месторождений: Заполярное, Южно-Заполярное, Ямсовейское, Яро-Яхинское.

Для обработки материалов геофизических исследований при проведении поисково-разведочного бурения необходимо располагать максимальной априорной информацией о фильтрационно-емкостных и петрофизических особенностях всех литотипов пород рассматриваемого типа разреза. Хочется отметить, что пласты, вскрытые скважинами Тазовского типа разреза, объединялись по гидрогеологическим, термобарическим, петрофизическим особенностям формирования.

Скважина 11 Радужного лицензионного участка являлась первой пробуренной. Отсутствие базы данных по петрофизическим характеристикам пластов для всего разреза, а также минерализации, температуры, удельного сопротивления пластовых вод при оперативной интерпретации материалов геофизических исследований способствовало применению в этой скважине метода аналогий.

Для этого привлекались материалы геофизических исследований в скважинах Тазовского типа разреза, результаты лабораторных исследований керна. Использовались петрофизические характеристики с учетом глубины залегания пластов и стратиграфических разбивок.

Пример стратиграфических разбивок по некоторым скважинам представлен в таблице 1.

**Таблица 1. Пример стратиграфических разбивок по некоторым скважинам**  
**Table 1. An example of stratigraphic breakdowns for some wells**

Номер скважины	Альтитуда ротора	Название площади	Стратиграфические разбивки пластов.																						
			Сеноман	ПК17-ПШ	АТ4-5	АТ6	АТ7	АТ8	АТ9	АТ10	АТ11	БТ0	БТ1	БТ2	БТ3	БТ4	БТ5	БТ6	БТ7	БТ8	БТ9	БТ10	БТ11	Ач (БТ12)	
100	53.6	Западно-Заполяриная	1360	2002	2260	2346	2407	2474	2572	2592	2660	2724		2828	2890	3015	3086	3149	3200	3231	3290				
63	43.5	Заполяриная			2322	2396	2444	2554	2586	2622	2709														
		Заполяриная	1390	1892	2231	2318	2392	2453	2508	2558	2607	2660	2685	2778	2812	2859	2916	2992	3039	3069	3131	3170	3259		
10	64.0	Радужная	1440	2000	2276	2350	2410	2488	2557	2576	2643	2694		2810	2858	2918	2969	3053	3104	3128	3200	3235	3338		
					3342	2402	2482	2548	2592	2636	2680		2752	2854	2843	2963	3049	3096	3123	3194	3225	3318	3393		
11	62.0	Радужная	н.к.	1992	2268	2340	2391	2485	2542	2602	2656	2707		2822	2872	2912	2986	3056	3122	3148	3216	3256	3380	3660	
					2308	2376	2370	2528	2592	2650	2690		2914	2867	2907	2972	3049	3106	3142	3202	3238	3298	3414	3697	
80	68.0	Южно-Заполяриная	1420	1966	2312	2400	2452	2528	2586	2633	2670	2735	2757	2833	2868	2925	2983	3055	3113	3136	3186	3236	3377		
		Заполяриная			2390	2443	2518	2583	2628	2666	2720	2748	2822	2865	2920	2969	3048	3106	3132	3184	3224	3272			
81	72.2	Южно-Заполяриная	1426	1980	2254	2346	2410	2446	2542	2602	2652	2737	2750	2818	2846	2917	2972	3077	3125	3139		3252	3346		
		Заполяриная			2313	2400	2442																		

Комплексный подход к изучению Тазовского типа разреза позволяет провести анализ площадей и месторождений с точки зрения степени их соответствия данному району работ. В связи с этим решаются следующие задачи: петрофизическое обеспечение, изучение нефтегазоносности, изучение гидрогеологических характеристик пород с целью определения удельного электрического сопротивления пластовых вод.

Распределение петрофизических зависимостей для пластов на месторождения Тазовского типа разреза (куда входит и Радужная площадь на момент бурения скважины) неравномерно и зависит от многих факторов.

Для этого пласты объединены в группы: ПК1-ПК17, АТ4-АТ11, БТ1-БТ10, А ч. В случае отсутствия петрофизического обеспечения слабоизученных разрезов скважин использовался принцип подобия с крупными месторождениями, находящимися в непосредственной близости.

На момент бурения скважины 11 на Радужной площади для оценки фильтрационно-емкостных свойств вскрытых пластов подбирались наиболее достоверные связи не только на соседних месторождениях (в пределах зон с однотипными разрезами), но и на удаленных площадях.

Как известно, сведения о температуре, минерализации и удельном сопротивлении пластовых основываются на изучении гидрогеологических комплексов вскрытых скважиной разрезов.

Обычно методика обоснования минерализации пластовых вод непосредственно включает:

- анализ полученного материала с целью отбраковки проб воды, разбавленных фильтратов бурового раствора и внешними химическими реагентами;

- обоснование минерализации пластовых вод и статистическую обработку материала каждого гидрогеологического комплекса для отдельной группы пластов;
- изучение закономерностей изменения минерализации пластовых вод по вертикали и латерали.

Отсутствие данных о минерализации пластовых вод в разрезе первой пробуренной скважины Радужной площади при оперативной интерпретации геофизических данных привело к оценке сопротивления пластовых вод по петрофизическим связям.

Ниже представлен пример таблицы оперативной интерпретации разреза скважины 11 Радужной площади (табл. 2).

**Таблица 2. Оперативная интерпретация разреза скважины 11 Радужной площади**  
**Table 2. Operational interpretation of the section of well 11 of Raduzhny area**

№ скважины	Площадь	Пласт	Кровля метр	Подолва метр	Нэфф метр	Апс	УЭС по БКЗ Омм	рп пк Омм	Кп. %	Квг %	Характер насыщения	
11	Радужная	БТ <sub>7</sub>	3123.6	3125.0	1.4	0.72		122.4	15.0	63.7	продукт	
		БТ <sub>7</sub>	3125.8	3127.2	1.4	0.82		122.4	16.0	64.8	продукт	
		БТ <sub>7</sub>	3128.2	3132.4	4.2	0.82		75.0	16.0		неясен	
		БТ <sub>7</sub>	3132.4	3135.8	3.4	0.82	51.0	58.4	16.0		вода	
		БТ <sub>7</sub>	3139.0	3141.4	2.4	0.63		58.4	14.0		вода	
		БТ <sub>7</sub>	3142.6	3143.4	0.8	0.52		46.0	12.7		вода	
		БТ <sub>7</sub>	3144.0	3144.8	0.8	0.52		49.5	12.7		вода	
		БТ <sub>7</sub>	3146.2	3146.8	0.6	0.58			13.4		вода	
		БТ <sub>8</sub>	3150.4	3155.0	4.6	0.84	79.6	58.4	16.2		вода	
		БТ <sub>8</sub>	3156.0	3160.4	4.4	0.67		58.4	14.4		вода	
		БТ <sub>8</sub>	3161.2	3162.4	1.2	0.61		49.5	13.8		вода	
		БТ <sub>8</sub>	3164.2	3172.0	7.8	0.84	57.1	58.4	16.2		вода	
		БТ <sub>8</sub>	3173.8	3178.6	4.8	0.71	47.5	46.0	14.8		вода	
		БТ <sub>8</sub>	3180.2	3183.0	2.8	0.71		64.1	14.8		вода	
		БТ <sub>8</sub>	3184.0	3191.6	7.6	0.74	53.7	70.9	15.2		вода	
		БТ <sub>8</sub>	3198.4	3198.8	0.4	0.43			11.7		вода	
		Ач(БТ <sub>12</sub> )	3660.4	3664.6	4.2	0.44	23.0	23.5	16.3	59.6		продукт
		Ач(БТ <sub>12</sub> )	3667.4	3668.8	1.4	0.45		16.2	17.3	51.3		продукт
		Ач(БТ <sub>12</sub> )	3669.8	3671.8	2.0	0.55		18.0	16.3	51.6		продукт
		Ач(БТ <sub>12</sub> )	3672.4	3674.8	2.4	0.65		18.0	16.0	50.2		продукт
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3675.8	3676.6	0.8	0.55		16.0	16.4	47.7		продукт		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3677.6	3678.8	1.2	0.66		18.6	16.3	52.7		продукт		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3679.8	3680.8	1.0	0.72		18.5	16.4	52.6		продукт		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3683.6	3685.0	1.4	0.70		17.0	14.8	43.4		продукт		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3685.8	3688.0	2.2	0.76		15.4	15.2	41.4		продукт		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3689.6	3691.2	1.6	0.97		17.3	16.4	50.4		продукт		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3692.4	3697.4	5.0	0.70	18.2	15.2	15.8	49.9		продукт		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3697.4	3699.2	1.8	0.61		12.7	15.0			вода		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3700.4	3702.6	2.2	0.53		12.7	15.6			вода		
Ач(БТ <sub>12</sub> )	3704.4	3709.2	4.8	0.44	11.1	11.5	15.4			вода		

### Объекты и методы исследования

При количественной интерпретации данных геофизических исследований скважин одним из трудно определяемых параметров является значение минерализации пластовых вод стратиграфических горизонтов в пластах коллекторах. Традиционно этот параметр определяется по анализам пластовых вод, получаемых при испытании скважин.

В некоторых случаях для одного пласта данное значение о минерализации может варьировать в довольно значительных пределах (до  $+ - 100\%$ ). Такая высокая вариация значений (как отмечалось ранее) объясняется как снижением ее вследствие разбавления промывочной жидкостью, технической водой, так и повышением минерализации при смешивании с техническим буферным раствором хлористого кальция, применяемого при освоении продуктивных пластов.

Практически невозможно провести точный учет всех этих факторов, поэтому в расчетах минерализацию ( $C_v$ ) берут по максимальному значению. Такой подход методически не всегда допустим. Эту проблему невозможно решить использованием взаимосвязи значения  $W_v$  и удельного электрического сопротивления ( $УЭС$ ) пласта коллектора:  $r_p = f(W_v)$ , где  $W_v = K_p * K_{vo}$ ,  $K_p$  — коэффициент пористости;  $K_{vo}$  — коэффициент остаточной водонасыщенности.

Присутствие в коллекторе подвижной воды при неопределяемом нефтегазонасыщении, вариация по латерали значений минерализации пластовой воды существенно сказывается на достоверности оценки искомого подсчетного параметра  $K_{нг}$  (коэффициента нефтегазонасыщенности).

Существует взаимосвязь минерализации пластовых вод ( $C_v$ ) с величиной удельного электрического сопротивления ( $r_p$ ) и пластовой температурой  $r_v = f(C, T)$  [3]. В связи с этим при оперативной интерпретации материалов геофизических исследований использовалась данная взаимосвязь для нахождения минерализации пластовой воды по всему разрезу скважин Радужного лицензионного участка.

Эта взаимосвязь представлена в виде палетки (рис. 1), где по вертикальной оси показано сопротивление пластовой воды ( $r_v$ ), по горизонтальной оси отложены значения минерализации ( $C_v$ ), а шифром палеточной диаграммы является пластовая температура ( $T^0C$ ).

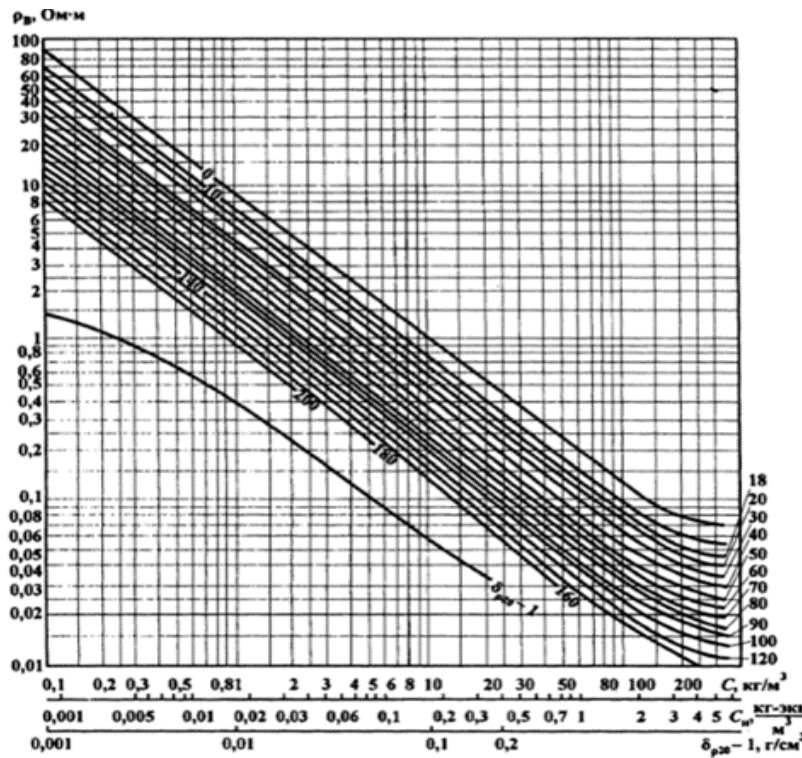
В результате конечной искомой величиной выступает минерализация пластовой воды ( $C_v$ ). При оперативной интерпретации геофизических исследований приоритетной стояла задача нахождения взаимосвязанных величин температуры ( $T^0C$ ) и сопротивления пластовой воды ( $r_v$ ).

Пластовая температура находилась по величине термоградиента близлежащих площадей.

В итоге для Радужной площади использовалось объединенное уравнение  $T = f(H)$ ;

$$T = 0,0326 * H - 14,63; \text{ с коэффициентом корреляции } R^2 = 0,9644.$$

Величина сопротивления пластовой воды ( $\rho_v$ ) находилась из общепринятого соотношения:  $R_p = \rho_{vp}/\rho_v$ , где  $R_p$  — относительный параметр пористости;  $\rho_{vp}$  — удельное сопротивление водонасыщенного пласта, Омм;  $\rho_v$  — удельное сопротивление пластовой воды, насыщающей коллектор — искомая величина.



*Рис. 1. Зависимость удельного электрического сопротивления пластовой воды от концентрации и плотности солей с учетом температуры*

*Fig. 1. Dependence of the electrical resistivity of reservoir water on the concentration and density of salts considering temperature*

Искомая величина  $\rho_v$  (сопротивление пластовой воды) соответственно равна:  $\rho_v = \rho_{vp}/R_p$ .

Определение сопротивления водонасыщенного пласта — приоритетная задача, требующая определенных навыков в интерпретации материалов геофизических исследований. Для этого использовались данные электрометрии скважины (БКЗ), индукционный, боковой каротаж по водонасыщенным пересечениям по всему стволу пробуренной скважины  $\rho_{vp} = f(H)$ . Критические значения водонасыщенных коллекторов зависят от пористости, проницаемости, удельного сопротивления пластовых вод [4, 5].

Анализ материалов геофизических исследований в скважинах Тазовского типа разреза показал, что для пластов ПК<sub>1</sub> значение сопротивлений

водонасыщенных коллекторов изменяется в пределах 2–4 Омм, ПК<sub>17</sub>-ТП<sub>1</sub> — 4–7 Омм, АТ<sub>4</sub>-АТ<sub>11</sub> — 5–10 Омм, БТ<sub>0</sub>-БТ<sub>6</sub> — 10–48 Омм, БТ<sub>7</sub>-БТ<sub>8</sub> — 16–54 Омм, БТ<sub>9</sub>-БТ<sub>11</sub> — 15–35 Омм, Ач(БТ<sub>12</sub>) — 11–20 Омм.

Обычно значение относительного параметра пористости ( $R_p$ ) для определенного пластопересечения находится как  $R_p = 1/K_p^2$  (в случае отсутствия петрофизических данных по конкретному месторождению) или непосредственно графика взаимосвязи  $R_p = f(K_p)$  для рассматриваемых пластов. Получение той взаимосвязи производится экспериментальным путем в термобарических условиях пластов коллекторов.

Для некоторых пластов определение относительного параметра пористости выявлялось по зависимости  $R_p = f(K_p)$ , где коэффициент пористости ( $K_p$ ) является функцией графика уплотнения  $K_p = f(H)$  в зависимости от литотипа пород: песчаник или алевролит. После определения относительного параметра пористости ( $R_p$ ) заканчивается этап определения исходных параметров [6].

Величина сопротивления пластовой воды ( $r_w$ ) находилась как частное от деления  $r_w = r_{wp}/R_p$ . Величина минерализации пластовой воды определялась по представленной номограмме (рис. 1).

На рисунке 2 представлено непрерывное изменение этой величины по разрезу скважины Радужной площади.

Минимальное значение минерализации пластовых вод, полученное по этому графику, близко к результатам анализов пластовой воды, извлеченной при испытании скважин Тазовского типа разреза.

### **Результаты**

Как известно, геологическое районирование Западной Сибири определяется основными параметрами, такими как: литологический состав, тектонические факторы, стратиграфическая принадлежность, в том числе и геофизические характеристики.

В результате многочисленных исследований месторождения, в зависимости от геологических характеристик, объединяются непосредственно в районы по типам разрезов. Названия типов разрезов в основном соответствуют наиболее характерным и изученным структурам и месторождениям, таким как Уренгойский тип разреза, Суторминский, Пурпейский, Сургутский, Тазовский, Гыданский и т. д.

Для каждого типа разреза характерно стратиграфическое строение с определенной геологической разбивкой пластов. Скважина 11 Радужной площади находится в зоне Тазовского типа разреза. На момент ее бурения отсутствовало собственное петрофизическое обеспечение. Поэтому при оперативной интерпретации использовались петрофизические связи по соседним месторождениям, входящим в рассматриваемую зону, а в некоторых случаях и близ лежащих месторождений.

Отсутствие сведения о минерализации пластовых вод, их удельного сопротивления и температуры в первой пробуренной скважине привело к возможности определения данных параметров геофизическими методами. Методика определения минерализации пластовых вод представлена в разделе настоящей статьи.

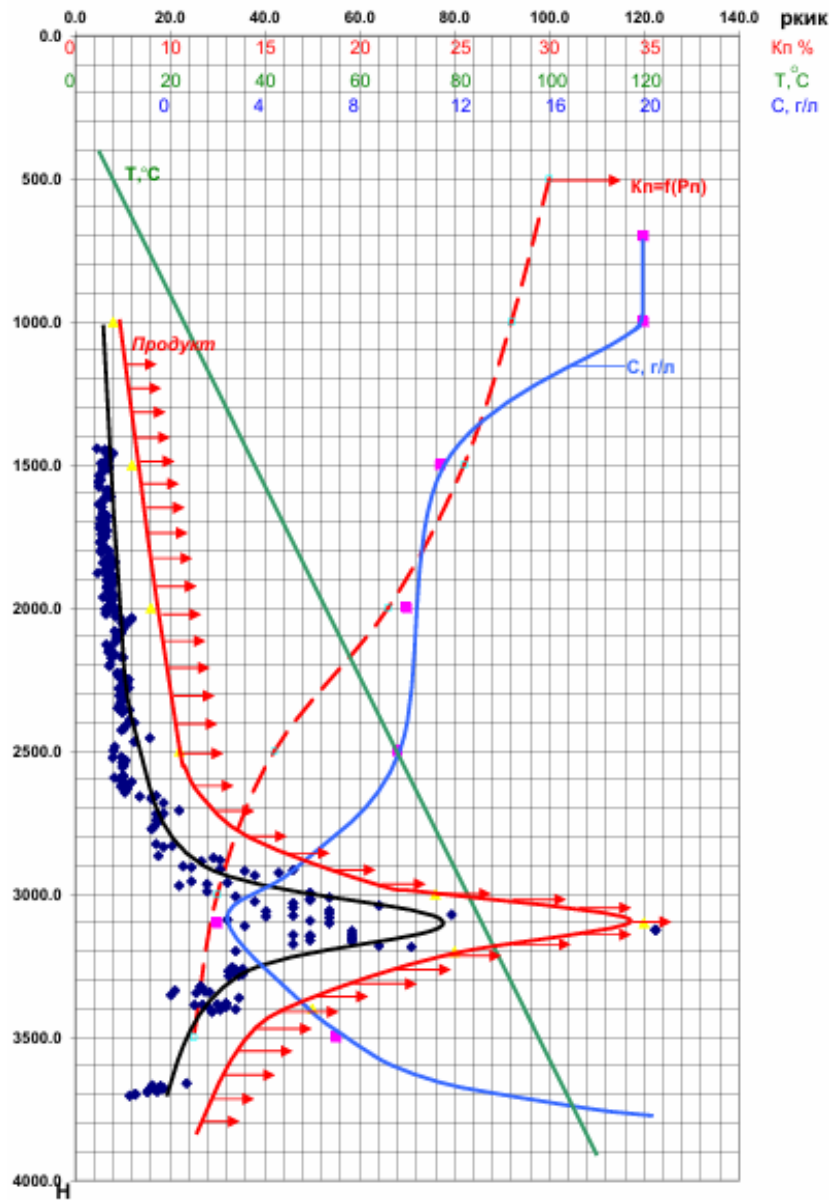


Рис. 2. Изменение минерализации, температуры, пористости с глубиной в скважине Радужной площади

Fig. 2. Changes in mineralization, temperature, and porosity with depth in the well of the Raduzhny area

## Выводы

1. При оперативной интерпретации материалов геофизических исследований в новых пробуренных скважинах необходимо располагать максимально априорной информацией о фильтрационно-емкостных и петрофизических особенностях всех литотипов пород рассматриваемого разреза.
2. Следует определиться с местоположением скважины относительно геологического районирования по типам разреза.
3. В случае отсутствия петрофизических связей — использовать зависимости соседних месторождений (в пределах зон с однотипными разрезами).
4. Когда недостаточно данных о минерализации пластовых вод, полученных при испытании скважин, возможно оценочно определять удельное сопротивление пластовой воды по геофизическим данным.
5. На примере первой скважины 11 Радужной площади представлена методика определения данного параметра.
6. Рассматриваемая методика требует качественного выполнения комплекса геофизических исследований.

**Конфликт интересов.** Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.  
**Conflict of interests.** The author declare no conflicts of interest.

## Список источников

1. Скоробогатов В. А., Копеев В. Д. *Геологическое строение и газонефтеносность Ямала*. Москва: Недра-Бизнесцентр; 2003. 352 с.
2. Канторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. *Геология нефти и газа Западной Сибири*. Москва: Недра; 1975. 650 с.
3. Латышова М. Г. *Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин*. Москва: Недра; 1981. 182 с.
4. Леонтьев Е. И., Дорогиницкая Л. М., Кузнецов Г. С. *Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами*. Москва: Недра; 1974. 240 с.
5. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. *Общий курс геофизических исследований скважин*. Москва: Недра; 1984. 432 с.
6. Акиншин А. В., Кантемиров Д. Ю. *Практическое руководство по интерпретации геофизических исследований скважин*. Тюмень: ООО Тюменский нефтяной научный центр; 2021. 122 с.

## References

1. Skorobogatov V. A., Kopeev V. D. *Geological Structure and Gas and Oil Resources of Yamal*. Moscow: Nedra-Biznesssentr; 2003. (In Russ.).
2. Kantorovich A. E., Nesterov I. I., Salmanov F. K. *Geology of Oil and Gas in Western Siberia*. Moscow: Nedra; 1975. (In Russ.).
3. Latyshova M. G. *A practical guide to interpreting well logging diagrams*. Moscow: Nedra; 1981. (In Russ.).

4. Leont'ev E. I., Doroginitskaya L. M., Kuznetsov G. S. *Geophysical methods are used to study oil and gas reservoirs in Western Siberia*. Moscow: Nedra; 1974. (In Russ.).
5. D'yakonov D. I., Leont'ev E. I., Kuznetsov G. S. *General course on well-logging*. Moscow: Nedra; 1984. (In Russ.).
6. Akin'shin A. V., Kantemirov D. Yu. *A practical guide to interpreting well logging data*. Tyumen': ООО Тюменский нефтяной научный центр; 2021. (In Russ.).

***Информация об авторе/ Information about the author***

<p><b><i>Шишканова Людмила Викторовна</i></b>, старший преподаватель кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, <i>shishkanovalv@tyuiu.ru</i></p>	<p><b><i>Lyudmila V. Shishkanova</i></b>, Senior Lecturer at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, <i>shishkanovalv@tyuiu.ru</i></p>
---	---

*Поступила в редакцию / Received 01.08.2025*

*Поступила после рецензирования / Revised 18.08.2025*

*Принята к публикации / Accepted 20.08.2025*

Научная статья / Original research article

УДК 622.24.063

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-49-60>

EDN: VJNHXQ



### **Кольматационные свойства бурового раствора с мраморной крошкой различного фракционного состава**

**И. Ю. Верховод, Н. А. Аксенова\*, С. Н. Бастриков, С. Н. Шедь**

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация*

\* [aksenovana@tyuiu.ru](mailto:aksenovana@tyuiu.ru)

**Аннотация.** Статья посвящена актуальной проблеме сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта при вскрытии. Одним из решений снижения негативного воздействия на пласт промывочной жидкости является применение кольматантов. Цель исследования — оценить влияние кольматанта различного фракционного состава в составе биополимерного хлоркалиевого бурового раствора на проницаемость керн продуктивного коллектора пласта БС101-2 Сургутской группы месторождений. Опытные образцы буровых растворов содержали мраморную крошку с разным соотношением фракций, подобранных в соответствии с критериями Абрамса и фракциями в два раза больше и два раза меньше фактического размера пор керн. Экспериментальные исследования проводили на установке FDS-350 фирмы Vinci в условиях, приближенных к пластовым на колонке из трех кернов. Коэффициент восстановления проницаемости рассчитывали для каждого из кернов и всей колонки. Исследования показали хорошую блокирующую способность раствора. Загрязнение раствором произошло на глубину не более 3 см, что позволяет рекомендовать раствор для вскрытия продуктивных пластов с последующим проведением гидроразрыва или кислотной обработкой.

**Ключевые слова:** буровой раствор, коллекторские свойства, биополимерный, хлоркалиевый, кольматант

**Для цитирования:** Верховод И. Ю., Аксенова Н. А., Бастриков С. Н., Шедь С. Н. Кольматационные свойства бурового раствора с мраморной крошкой различного фракционного состава. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):49–60. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-49-60> EDN: VJNHXQ

### **Colmatation properties of biopolymer mud with marble chips of various fractional composition**

**Irina Yu. Verkhovod, Natalia A. Aksenova\*, Sergey N. Bastrikov, Sergey N. Shed**

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation*

\* [aksenovana@tyuiu.ru](mailto:aksenovana@tyuiu.ru)

**Abstract.** The article focuses on the critical issue of preserving reservoir properties of productive reservoir during drilling. One method to minimize the negative impact of drilling fluids on the

reservoir is the use of colmatants. The study aimed to evaluate the effect of the colmatant of various fractional composition in a biopolymer potassium chloride mud, with a focus on the permeability of core samples from the BS101-2 productive reservoir in the Surgut group of fields. The test muds contained marble chips with varying fraction ratios, chosen based on the Abrams criteria, as well as fractions that were two times larger and two times smaller than the actual pore size of the core samples. The authors conducted experimental studies using a Vinci FDS-350 apparatus unit under conditions that closely resemble reservoir conditions, utilizing a column made up of three core samples. The researchers calculated the permeability recovery for each of the core sample as well as for the entire core column. The results demonstrated good blocking performance of the mud. The mud invasion depth did not exceed 3 cm, which allows recommending this mud for opening productive reservoir followed by hydraulic fracturing or acid treatment.

*Keywords:* biopolymer mud, reservoir properties, biopolymer, potassium chloride, colmatant

*For citation:* Verkhovod I. Yu., Aksenova N. A., Bastrikov S. N., Shed S. N. Colmatation properties of biopolymer mud with marble chips of various fractional composition. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(1):49–60. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-49-60>

### **Введение**

Основной задачей при вскрытии продуктивных коллекторов является обеспечение сохранности фильтрационных свойств и продуктивности для получения максимально-возможного дебита при эксплуатации скважин. Однако в большинстве случаев вскрытие продуктивных пластов, в целях безопасного бурения, проводится на репрессии. При этом фильтрат буровой промывочной жидкости (БПЖ) и твердая фаза проникают в пласт, снижая его проницаемость, оттесняя продуктивный флюид от стенок скважины вглубь пласта. Кроме того, фильтрат бурового раствора на водной основе вызывает набухание глинистых минералов пласта, способствует образованию эмульсий и нерастворимых осадков в призабойной зоне пласта (ПЗП) [1–4]. Для снижения перечисленных негативных последствий воздействия БПЖ на продуктивный пласт стремятся снизить степень ее проникновения в пласт применением в составе растворов кольматантов, ингибирующих добавок и понизителей водоотдачи [5–11]. Все предлагаемые на отечественном рынке буровые промывочные жидкости, химические реагенты и составы требуют обязательного проведения тестовых испытаний на естественном керне с целью определения изменения проницаемости керна после фильтрации раствора. В настоящее время большое внимание уделяется подбору фракционного состава карбонатного кольматанта на основании данных о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) продуктивного коллектора [12–14].

Цель исследования — определить эффективность кольматанта (мраморной крошки) различных фракций и их соотношения в составе биополимерного хлоркалийевого бурового раствора (БХКБР) для продуктивных коллекторов БС<sub>10</sub><sup>1-2</sup> Сургутской группы месторождений.

По классификации Г. И. Теодоровича данные коллекторы относятся к II–IV классам хорошо, средне- и слабопроницаемым: 0,1–0,01 мкм<sup>2</sup>. Од-

нако большие запасы нефти делают их весьма привлекательными. Породы коллектора представлены в основном мелко- и среднезернистыми песчаниками и алевролитами с глинистыми прослоями. Наличие глинистых минералов и цементации делает коллекторы потенциально низкопроницаемыми при вскрытии их на репрессии с применением буровых растворов на водной основе [15–17].

### **Материалы и методы**

Оценка влияния различных фракций мраморной крошки проводилась в составе наиболее часто применяемого в практике бурения на месторождениях Западной Сибири биополимерного хлор-калиевого бурового раствора (БХКБР) [18–20]. В качестве биополимерного реагента использовалась ксантановая камедь (0,4 %), для снижения водоотдачи применяли модифицированный крахмал (1,5 %), смазывающую добавку Ecolube (0,5 %). Также в раствор вводили каустическую соду (0,03 %), хлорид калия (6,0 %) и бактерицид (0,02 %). Концентрация мраморной крошки (МК-160 и МК-07-96) во всех испытуемых образцах составляла 8 % при различном соотношении фракций.

Исследования степени воздействия биополимерного хлор-калиевого раствора на керн проводили на приборе FDS-350 фирмы Vinci. Исследования осуществляли на колонке кернов из трех образцов с проницаемостью 250–300 мД и расхождением по фазовой проницаемости в образце не более 25 % от среднего значения проницаемости. Подготовка образцов керна и моделей рабочих жидкостей производится в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 – ГОСТ 26450.2-85. «Породы горные. Методы определения коллекторских свойств» и ОСТ 39-235-89. «Нефть. Методы определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».

Для создания остаточной водонасыщенности первоначально образцы кернов насыщали солевым раствором, соответствующим по свойствам и составу пластовой воде моделью пластовой воды. Затем производили на центрифуге при 6 000 об/мин. в течение 50 минут отгон воды и насыщение керосином вакуумированием.

Для определения начальной проницаемости колонку кернов из трех образцов помещали в кернодержатель, выдерживали образцы в течение 10–12 часов в соответствующих пластовых условиях (температура, давление). Затем, с постоянной скоростью в направлении от «пласта» к «стволу скважины», прокачивали через модель керосин. Замеры проводили не менее чем на четырех разных перепадах давления и скоростях прокачивания. Проницаемость по керосину рассчитывали при установившейся фильтрации (постоянный перепад давления при постоянном расходе). Зону кольма-

тации определяли замерах проницаемости на отдельных участках колонки керна через установленные отводы с датчиками давления.

Конечную проницаемость после воздействия биополимерного хлор-калиевого раствора определяли обратной фильтрацией от пласта к стволу скважины (освоение), создавая депрессию, определенную расчетным путем согласно требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (2020), снижением давления на торце керна со стороны скважины при неизменном пластовом давлении (давление обжима керна) до установления постоянной скорости потока.

Выбор процентного содержания различных фракций мраморной крошки производили в соответствии с промысловыми данными кернавого материала и теорией Абрамса, по которой размер частиц, способных образовывать сводовые перемычки в поровом пространстве проницаемого пласта (сводообразующие частицы), должен быть равен или больше 1/3 среднего размера пор пласта, а их содержание — не меньше 5 % от объема твердых частиц в растворе [21].

Экспериментальные исследования ФЕС пластов группы БС<sub>10</sub><sup>1-2</sup> проводили на 9 образцах керна со схожими свойствами по 3 керна в каждой колонке (I, II, III) общей длиной 105–108 мм. Опытные составы биополимерного хлор-калиевого бурового раствора содержали оптимально подобранный фракционный состав БХКБР № 1 мраморной крошки (МК-160 и МК-07-96) в соответствии с критериями Абрамса. Второй и третий опытные образцы раствора (БХКБР № 2, БХКБР № 3) содержали кольматант, подобранный для расчетной проницаемости, соответственно большей и меньшей в два раза, чем фактическая проницаемость керна (табл. 1).

**Таблица 1.** Результаты выбора соотношения фракций кольматанта  
**Table 1.** Results of selecting the ratio of colmatant fractions

Показатель	Номер эксперимента		
	БХКБР № 1	БХКБР № 2	БХКБР № 3
Условие			
Проницаемость 1-го образца фактическая, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	249	125	227
Расчетная проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	254	250	120
Расчетные значения оптимальной смеси фракций частиц, микрон			
D90	51,7/101,6	72,5/111,1	35,5/83,8
D50	16,0/15,3	22,4/23,7	11,0/9,8
D10	0,6/0,6	0,9/0,9	0,4/0,5
Рекомендуемая концентрация мраморной крошки, %			
Мраморная крошка МК-160	3,93	4,99	2,59
Мраморная крошка МК-07-96	4,07	3,01	5,41

### Результаты

Для максимального приближения условий эксперимента к пластовым буровой раствор подвергался термостарению выдержкой в печи при

температуре 49 °С в течение 16 часов. Реологические показатели замерялись при температуре 49 °С, остальные замеры проводились при комнатной температуре 22 °С. Плотность ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>) определяли с помощью рычажных весов FANN Model 140; условную вязкость (УВ, с) определяли на вискозиметре ВБР-2; пластическую вязкость ( $\eta$ , сПз), предельное динамическое напряжение сдвига (ДНС, дПа) и статическое напряжение сдвига через 10 сек. и 10 мин. (СНС<sub>10с/10мин</sub>) на ротационном вискозиметре OFITE модели 900; показатель фильтрации ( $\Phi$ , см<sup>3</sup>/30 мин.) определяли на пресс-фильтре FANN при  $\Delta P = 0,7$  МПа. После охлаждения до комнатной температуры и перемешивания в высокоскоростной мешалке в течение 5 минут повторно замерялись основные параметры раствора. Свойства опытных образцов биополимерных хлор-калиевых буровых растворов с различной соотношением фракций мраморной крошки представлены в таблице 2.

**Таблица 2.** Свойства биополимерных хлоркалиевых буровых растворов с различной концентрацией фракций мраморной крошки

**Table 2.** Properties of biopolymer potassium chloride muds with different concentrations of marble chip fractions

№	Опытный состав раствора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	УВ, (ВБР), сек	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30 мин	T кор., мм	$\eta_{пл}$ , сПз	ДНС, дПа	СНС <sub>10с/10мин</sub> , дПа
1	БХКБР №1	1085	50	6,8	0,5	10,4	139,2	62,4/86,1
2	БХКБР 1*	1090	50	6,0	0,5	11,0	125,3	58,6/74,4
3	БХКБР № 2	1085	46	6,0	0,2	9,8	113,8	50,9/61,4
4	БХКБР 2*	1085	44	6,4	0,2	10,1	105,1	42,7/54,2
5	БХКБР №3	1095	51	5,4	0,5	10,5	127,7	57,6/75,8
6	БХКБР 3*	1095	55	6,0	0,5	10,6	124,8	54,2/70,1

\*Примечание. Термостатирование 16 часов при температуре 49 °С

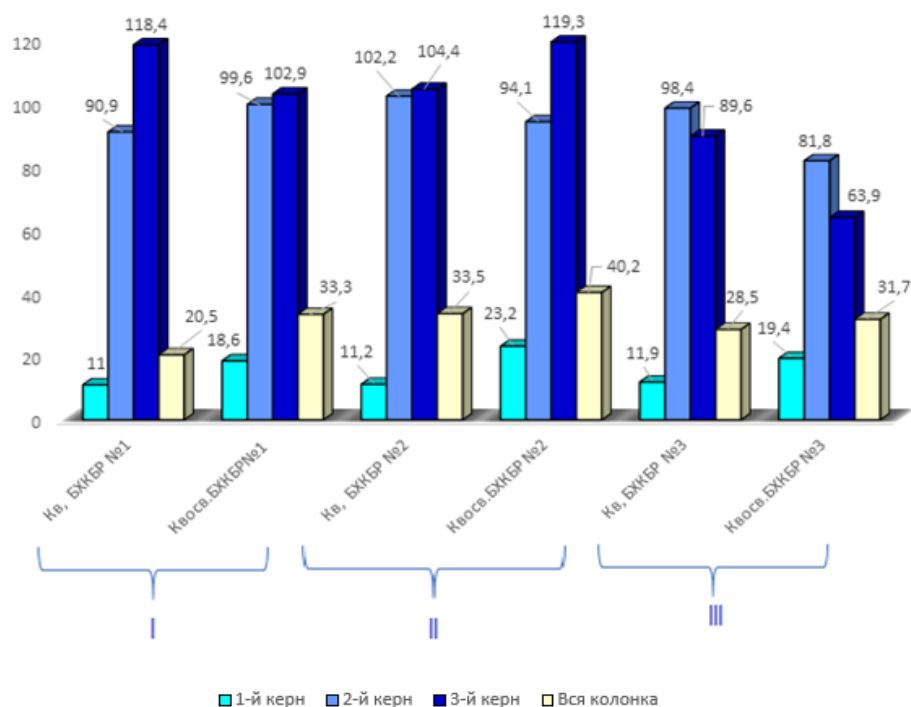
Основные результаты экспериментальных исследований проницаемости кернов представлены в таблице 3. Графическое отражение результатов эксперимента отражено на диаграмме значений коэффициента восстановления проницаемости колонок керна из трех кернов и всей колонки в целом по трем опытным экспериментам (I, II, III) с растворами БХКБР № 1, БХКБР № 2, БХКБР № 3 после воздействия буровым раствором и при «освоении» керосином (рис. 1).

Коэффициент восстановления проницаемости ( $\beta$ ) определяли как отношение проницаемости керна после воздействия технологической жидкости ( $k_2$ ) к первоначальной ( $k_1$ ).

$$\beta = \left( \frac{k_2}{k_1} \right) \cdot 100$$

**Таблица 3. Результаты экспериментальных исследований проницаемости кернов**  
**Table 3. Results of experimental studies of core permeability**

№ исслед. БХКБР	Исследуемый показатель воздействия на керн опытных составов БХКБР	№ керна в колонке			Общий по трем кернам
		1	2	3	
I	Первоначальная проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	236	265	239	249
	Проницаемость после воздействия БХКБР № 1, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	26	241	283	51
	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия БХКБР № 1, %	11,0	90,9	118,4	20,5
	Проницаемость после освоения, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	44	264	246	83
	Коэффициент восстановления проницаемости после освоения (депрессия 2,2 МПа), %	<b>18,6</b>	<b>99,6</b>	<b>102,9</b>	<b>33,3</b>
II	Первоначальная проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	125	182	114	123
	Проницаемость после воздействия БХКБР № 2, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	14	186	119	41,2
	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия БХКБР № 2, %	11,2	102,2	104,4	33,5
	Проницаемость после освоения, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	29	171	136	49,5
	Коэффициент восстановления проницаемости после освоения (депрессия 2,5 МПа), %	<b>23,2</b>	<b>94,0</b>	<b>119,3</b>	<b>40,2</b>
III	Первоначальная проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	227	192	249	227
	Проницаемость после воздействия БХКБР № 3, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	27	189	223	64,71
	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия БХКБР № 2, %	11,9	98,4	89,6	28,5
	Проницаемость после освоения, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	44	157	159	71,93
	Коэффициент восстановления проницаемости после освоения (депрессия 2,4 МПа), %	<b>19,4</b>	<b>81,8</b>	<b>63,9</b>	<b>31,7</b>



**Рис. 1.** Диаграмма значений коэффициента восстановления проницаемости 1, 2, 3 керна в колонке и всей колонки после воздействия буровыми растворами БХКБР № 1, 2, 3 и при освоении керосином, %

**Fig. 1.** Diagram of permeability recovery coefficients for cores 1, 2, and 3 in the column and for the entire column after exposure to biopolymer potassium chloride mud No. 1, 2, and 3 and during kerosene cleanup, %

### Обсуждение

По результатам испытаний коэффициент восстановления проницаемости керновой колонки из трех кернов для всех трех составов биополимерного хлоркалийевого раствора с различным сочетанием фракций кольматанта оказался низким и составил не более 40 %.

При воздействии составами БХКБР на керновые колонки наблюдается значительное снижение проницаемости только в первом керне (табл. 3).

Коэффициент восстановления проницаемости после освоения прокачиванием керосина и созданием депрессии наиболее низкий для первых образцов керна в колонке во всех трех экспериментах, то есть в первом керне произошло значительное загрязнение порового пространства кольматантом. В некоторых случаях проницаемость второго и третьего кернов оказалась выше первоначальной с коэффициентом восстановления проницаемости более 100 %, что можно связать с выносом механических примесей из пор керна при обратной фильтрации.

Наименьшее общее загрязнение кольматантом произошло в колонке кернов при воздействии раствора БХКБР № 2 (II опыт), где фракции кольматанта МК-160 и МК-07-96 в соотношении 4,99 и 3,01 % были подобраны для расчетной проницаемости, в два раза большей, чем фактическая проницаемость керна (табл. 1). И наоборот, большему загрязнению подверглась колонка кернов под воздействием БХКБР №№ (III опыт), где фракции кольматанта МК-160 и МК-07-96 в соотношении 2,59 и 5,41 % были подобраны для расчетной проницаемости, в два раза меньшей, чем фактическая проницаемость керна (табл. 1). Здесь произошло значительное снижение проницаемости всех трех кернов в колонке из-за глубокого проникновения мелкой фракции кольматанта.

### **Выводы**

Таким образом, проведенные экспериментальные исследования влияния биополимерного хлор-калиевого раствора с различным соотношением фракций мраморной крошки МК-160 и МК-07-96 на проницаемость керна пласта БС<sub>10</sub><sup>1-2</sup> показали, что раствор обладает хорошими блокирующими свойствами, проникая в пласт на глубину не более 3 см (длина одного керна в колонке) при репрессии 2–6 МПа и оптимально подобранном соотношении фракций кольматанта согласно критериям Абрамса. Выбор кольматанта с соотношением фракций мраморной крошки, соответствующих проницаемости керна, меньшей в два раза по сравнению с фактической, способствует глубокому проникновению и загрязнению коллектора. Если соотношение фракций мраморной крошки подобраны для коллектора с фактической проницаемостью меньше расчетной, то глубина проникновения в пласт незначительна. Биополимерный хлоркалийевый буровой раствор с оптимально подобранным соотношением мраморной крошки МК-160 (3,93 %) и МК-07-96 (4,07 %) и фракциями кольматаната, размером больше в два раза фактического размера пор в соотношении МК-160 (4,99 %) и МК-07-96 (3,01 %), можно рекомендовать для вскрытия пластов БС<sub>10</sub><sup>1-2</sup> с последующим проведением гидроразрыва.

### **Вклад авторов**

*Верховод И. Ю.:* разработка методов и процедур; написание первоначального текста статьи.

*Аксенова Н. А.:* формулирование идеи, гипотезы, цели исследования; теоретический анализ данных.

*Бастриков С. Н.:* теоретический анализ данных; проверка результатов, воспроизводимости.

*Шедь С. Н.:* создание графиков, схем, иллюстраций; проверка результатов, воспроизводимости.

### **Author contributions**

*Irina Yu. Verkhovod:* development of methods and processes; writing – original draft.

*Natalia A. Aksenova:* formulation of idea, hypothesis and the aim of the study; theoretical data analysis.

*Sergey N. Bastrikov:* theoretical data analysis; verification of results and reproducibility.

*Sergey N. Shed:* creating graphs, diagrams, and illustrations; verification of results and reproducibility.

**Конфликт интересов.** Бастриков С. Н. является главным редактором журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ». Он не принимал участия в принятии решения о публикации статьи, рукопись прошла стандартную процедуру рецензирования, предусмотренную редакционной политикой журнала. Авторам неизвестно о других конфликтах интересов.

**Conflict of interests.** Sergey N. Bastrikov is Editor-in-Chief of "Oil and Gas Studies". He did not participate in the decision to publish this article, the manuscript has undergone the standard review procedure under editorial policies of the journal. The authors were not aware of any other conflicts of interest.

#### Список источников

1. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. *Буровые промывочные и тампонажные растворы*. Москва: Недра; 1999. 424 с.
2. Дубинский Г. С. *О возможности регулирования процессов в призабойной зоне пласта при заканчивании и освоении скважин. Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения)*. Выпуск 1 (6). Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография»; 2012. С. 177–187.
3. Галкин В. И., Силайчева В. А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей. *Нефтепромысловое дело*. 2013;(9):10–12.
4. Милютинский И. Л., Дмитриева А. П., Игунов И. А., Мироньчев В. Г. Воздействие фильтратов минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора (МКБПР) на фильтрационные свойства карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. *Инженер-нефтяник*. 2019;(1);13–17.
5. Aksenova N. Experience of the silicate reagents in oil and gas well drilling use. *In E3S Web of Conferences*. 2024;(515);01005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202451501005>
6. Овчинников В. П., Аксенова Н. А., Каменский Л. А., Федоровская В. А. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи». *Бурение и нефть*. 2014;(12):24–29. EDN: TDOAIZ.
7. Мавлютов М. Р., Нигматуллина А. Г., Валеева А. Н. Вскрытие продуктивных пластов с использованием полимерных растворов с регулируемой кольматацией. *Нефтяное хозяйство*. 1999;(3):20–23.
8. Подгорнов В. М., Калиневич Г. Э., Панов Б. Д. Снижение проницаемости пристенных участков ствола скважин при контакте буровых растворов с продуктивными пластами. *Труды Московского Института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина*. 1981;(152):116–129.
9. Mody F. K., Hale, A. H. A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. *Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference*. 1993:473–490. <https://doi.org/10.2118/25728-PA>.
10. Zhou Z., Abass H., Li X., Bearinger D., Frank W. Mechanisms of imbibition during hydraulic fracturing in shale formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016;(141):125–132. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.021>
11. Парфенов К. В., Нечаева О. А. Анализ современных систем промывочных жидкостей при проводке скважин в глинистых отложениях. *Ашировские чтения*. 2022;14 (2-1):49–52.
12. Никитин, В. И., Нечаева О. А., Камаева Е. А. Методика проведения эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2020;(10-334):14–16. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2020-10\(334\)-14-16](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2020-10(334)-14-16).

13. Байков В. А., Колонских А. В., Макатров А. К., Политов М. Е., Телин А. Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения. *Вестник ОАОНК «Роснефть»*. 2013;(31-2):4–7.
14. Конесев В. Г., Четвертнева И. А., Тептерева Г. А. Особенности методологии выбора растворов первичного вскрытия продуктивных пластов на основе проведения фильтрационных экспериментов на керне. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020;331(11):168–175.
15. Уляшева Н. М., Дуркин В. В. К вопросу оптимизации промывки и свойств буровых растворов в осложненных условиях. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014;(10):26–32.
16. Шарафутдинов З. З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами. *Электронный журнал «Нефтегазовое дело»*. 2004;(1):3–21. URL: [https://chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov\\_2.pdf](https://chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov_2.pdf).
17. Войтенко Д. Н., Фролов М. П., Шепелев В. И., Кожухов С. В., Шокин Е. А., Лукьянов П. В. [и др.]. Высокоингибирующие буровые растворы на водной основе (HPWBM) для строительства сложных нефтегазовых скважин. *Бурение и нефть*. 2022;(11):17–23.
18. Кистер Э. Г. *Химическая обработка буровых растворов*. Москва: Недра; 1972. 392 с.
19. Конесев В. Г., Рогачев М. К., Коробов Г. Ю., Тептерева Г. А. Возможности сохранения продуктивности скважин на этапе их строительства. *Бурение скважин в осложненных условиях: тезисы докладов III Междунар. научно-практической конференции. Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет; 2018. С. 57–59.*
20. Бакиров Д. Л., Бурдыга В. А., Бабушкин Э. В., Фаттахов М. М., Валин В. Г., Волкова Л. А. [и др.]. Буровой раствор для строительства глубоких поисково-разведочных скважин на севере Западной Сибири. *Нефтепромысловое дело*. 2019;9(609):18–22. EDN: TАНVFP; [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-9\(609\)-18-22](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-9(609)-18-22).
21. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. *Journal of petroleum technology*. 1977;(5):8–15.

## References

1. Bulatov A. I., Makarenko P. P., Proselkov Yu. M. *Burovye promyvochnye i tamponazhnye rastvory*. Moscow: Nedra; 1999. (In Russ.).
2. Dubinskiy G. S. *O vozmozhnosti regulirovaniya protsessov v prizaboynoy zone plasta pri zakanchivanii i osvoenii skvazhin. Neftegazovye tekhnologii i novye materialy (problemy i resheniya)*. Vyp. 1 (b). Ufa: Izdatel'stvo nauchno-tekhnicheskoy literatury "Monografiya" LLC; 2012. P. 177–187. (In Russ.).
3. Galkin V. I., Silaicheva V. A. Development of the Statistical Forecasting Model of Permeability Factor Based on Geological and Technological Data. *Oilfield Engineering*. 2013;(9):10–12. (In Russ.).
4. Milyutinskii I. L., Dmitrieva A. P., Igunov I. A., Mironychev V. G. Influence of Filtrates of Mineralized Starch-Biopolymer Drilling Fluid (MCBPR) on the

Filtration Properties of Carbonate Reservoirs of Udmurtia Fields. *Petroleum Engineer*. 2019;(1);13–17. (In Russ.).

5. Aksenova N. Experience of the silicate reagents in oil and gas well drilling use. *E3S Web of Conferences*. 2024;(515):01005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202451501005>

6. Ovchinnikov V. P., Aksenova N. A., Kamenski L. A., Fedorovskaya V. A. Polymer Drilling Muds.Their Evolution «From Rags to Riches». *Drilling and Oil*. (12):24–29. (In Russ.).

7. Mavlyutov M. R., Nigmatullina A. G., Valeeva A. N. Opening of Productive Formations Using Polymer Solutions with Controlled Clogging. *Oil Industry*. 1999;(3):20–23. (In Russ.).

8. Podgornov V. M., Kalinevich G. E., Panov B. D. Snizhenie pronitsaemosti pristennykh uchastkov stvola skvazhin pri kontakte burovykh rastvorov s produktivnymi plastami. *Trudy Moskovskogo Instituta neftekhimicheskoy i gazovoy promyshlennosti im. I. M. Gubkina*. 1981;(152):116–129. (In Russ.).

9. Mody F. K., Hale, A. H. A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference. 1993:473–490. <https://doi.org/10.2118/25728-PA>

10. Zhou Z., Abass H., Li X., Bearinger D., Frank W. Mechanisms of imbibition during hydraulic fracturing in shale formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016;(141):125–132. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.021>

11. Parfenov K. V., Nechaeva O. A. Analysis of Modern Systems of Flushing Fluids During Well Drilling in Clay Deposits. *Ashirov readings*, 2022; 14(2-1): 49–52. (In Russ.).

12. Nikitin V. I., Nechaeva O. A., Kamaeva E. A. Experimental procedure for determining a core sample saturation by a drilling fluid filtrate. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2020;(10-334):14–16. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2020-10\(334\)-14-16](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2020-10(334)-14-16)

13. Baykov V. A., Kolonskih A. V., Makatrov A. K., Politov M. E., Telin A. G. Nonlinear filtration in low-permeable collectors. Laboratory filtration investigations of Priobskoe field. *Vestnik OA ONK «Rosneft»*. 2013;(31-2):4–7. (In Russ.).

14. Konesev V. G., Chetvertneva I. A., Teptereva G. A. Peculiarities of methodology for selecting of primary opening of productive formations based on filtration experiments on core. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2020;331(11):168–175. (In Russ.).

15. Ulyasheva N. M., Durkin V. V. On The Issue of Optimizing Washing and Properties of Drilling Fluids in Complicated Conditions. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. 2014;(10):26–32. (In Russ.).

16. Sharafutdinov Z. Z. Water- Based Drilling Fluids and Their Rheological Parameters Control. *Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*. 2004;(1): 3–21. (In Russ.)URL: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgl clefindmkaj/http://ogbus.ru/files/ogbus/ authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov\\_2.pdf](chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgl clefindmkaj/http://ogbus.ru/files/ogbus/ authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov_2.pdf).

17. Voitenko D. N., Frolov M. P., Shepelev V. I., Kozhukhov S. V., Shokin E. A., Lukyanov P. V., Popov K. A. High performance water-based mud (HPWBM) for complex oil and gas well construction. *Drilling and oil*. 2022;(11):17–23. (In Russ.).

18. Kister E. G. *Chemical Treatment of Drilling Fluids*. Moscow: Nedra;1972 (In Russ.).

19. Konesev V. G., Rogachev M. K., Korobov G. Yu., Teptereva G. A. The Ways to Retain Well Deliverability During Construction Stage. *Tezisy докладov III Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskaya konferentsii «Burenie skvazhin v oslozhnenn-*

nykh usloviyakh». Saint-Petersburg: Sankt-Peterburgskii gornyi universitet; 2018. P. 57–59. (In Russ.).

20. Bakirov D. L., Burdyga V. A., Babushkin E. V., Fattakhov M. M., Vaulin V. G., Volkova L. A., Sharipova E. F. (2019). Drilling Mud for the Construction of Deep Exploration Wells in The North of Western Siberia. *Oilfield Engineering*. 2019;9(609):18–22. (In Russ.) EDN: TAHVFP; [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-9\(609\)-18-22](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-9(609)-18-22)

21. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. *Journal of petroleum technology*. 1977;(5):8–15.

#### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Верховод Ирина Юрьевна**, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, заведующий лабораториями КЛ НД, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [verhovodij@tyuiu.ru](mailto:verhovodij@tyuiu.ru)

**Аксенова Наталья Александровна**, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [aksenovana@tyuiu.ru](mailto:aksenovana@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5818-1666>

**Бастриков Сергей Николаевич**, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [bastrikovsn@tyuiu.ru](mailto:bastrikovsn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-8802-1445>

**Шедь Сергей Николаевич**, старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, Филиал ТИУ в г. Нижневартовске, [shedsn@tyuiu.ru](mailto:shedsn@tyuiu.ru)

**Irina Yu. Verkhovod**, Postgraduate Student at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Head of the Laboratories of the Institute of Applied Sciences, Industrial University of Tyumen, [verhovodij@tyuiu.ru](mailto:verhovodij@tyuiu.ru)

**Natalia A. Aksenova**, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, [aksenovana@tyuiu.ru](mailto:aksenovana@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5818-1666>

**Sergey N. Bastrikov**, Doctor of Engineering Sciences, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, [bastrikovsn@tyuiu.ru](mailto:bastrikovsn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-8802-1445>

**Sergey N. Shed**, Senior Lecturer at the Department of Petroleum Engineering, the Branch of Industrial University of Tyumen in Nizhnevartovsk, [shedsn@tyuiu.ru](mailto:shedsn@tyuiu.ru)

Поступила в редакцию / Received 17.12.2025

Поступила после рецензирования / Revised 20.01.2026

Принята к публикации / Accepted 21.01.2026

Научная статья / Original research article  
УДК 533.624  
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-61-72>  
EDN: VONIOV



## Идентификация динамики обводнения добывающей скважины после прорыва техногенной трещины от нагнетательной

А. А. Изотов<sup>1\*</sup>, С. Ф. Мулявин<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Российская Федерация

<sup>2</sup> Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

\*[aaizotov@rn-gir.rosneft.ru](mailto:aaizotov@rn-gir.rosneft.ru)

**Аннотация.** Техногенные трещины, образующиеся в результате закачки воды, могут соединять нагнетательные и добывающие скважины. Однако доля добываемой воды часто увеличивается лишь после первоначально умеренного отклика, возникающего после прорыва. Мы предполагаем, что это замедленное ускорение обусловлено зависящей от времени утечкой через стенки трещины: взвешенные частицы осаждаются и образуют фильтрационную корку, постепенно уменьшая проницаемость стенок трещины, что обеспечивает рост доли закачиваемой воды, поступающей в добывающую скважину. Современные законы утечки явно связывают ее с ростом фильтрационной корки и динамическими эффектами поперечного потока. Мы формулируем упрощенную одномерную модель для уже существующей трещины, соединяющей две скважины. Поток вдоль трещины описывается законом Пуазейля для щели с учетом распределенной утечки, пропорциональной разнице давлений между трещиной и пластом. Засорение вводится как увеличивающееся со временем сопротивление утечке, что согласуется с концепциями образования фильтрационной корки/скина, широко используемыми в моделировании потерь жидкости. Для доли закачиваемой воды, поступающей в добывающую скважину, упрощенная форма дает явное выражение, которое непосредственно соответствует прогнозу обводненности при постоянном дебите жидкости. Пример, рассчитанный для месторождения в Западной Сибири, воспроизводит распространенное наблюдение: обводненность увеличивается с ~30 % при прорыве до >90 % в течение ~3 месяцев без изменения режимов работы скважин. Мы также обсуждаем, почему добывающие скважины действуют как аттракторы траекторий для медленно развивающихся трещин, вызванных закачкой, посредством пороупругих возмущений напряжений, и почему ствол скважины может остановить трещину после пересечения, что согласуется с взаимодействием трещины и скважины в рамках механики разрушения типа «остановочного отверстия».

**Ключевые слова:** техногенная трещина, автоГРП, обводнение, прорыв воды, заводнение

**Для цитирования:** Изотов А. А., Мулявин С. Ф. Идентификация динамики обводнения добывающей скважины после прорыва техногенной трещины от нагнетательной. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2026;30(1):61–72. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-61-72> EDN: VONIOV

## Identification of water-cut dynamics in a producing well after breakthrough of a water-induced fracture

Aleksey A. Izotov<sup>1\*</sup>, Semyon F. Mulyavin<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «RN-GIR», Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup> Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

\*[aaizotov@rn-gir.rosneft.ru](mailto:aaizotov@rn-gir.rosneft.ru)

**Abstract.** Water-induced fractures created during water injection can connect injection and production wells. However, the fraction of produced water often increases significantly only after an initially moderate response following breakthrough. We hypothesize that this delayed acceleration is due to time-dependent leakoff through the fracture walls. Suspended solids are deposited and form a filter cake, gradually reducing wall permeability that increases the fraction of injected water delivered to the producing well. Modern leakoff models explicitly relate leakoff to growth of filter cake and the dynamic effects of transverse flow. We formulate a reduced one-dimensional model for an extant fracture that connecting two wells. Poiseuille law describes flow along the fracture for a slot taken into account distributed leakoff proportional to the pressure difference between the fracture and the formation. We introduce fouling as a time-increasing resistance to leakoff, consistent with filter cake and skin formation concepts widely used in fluid losses modeling. The reduced form yields an explicit expression for the fraction of injected water that enters the producing well. This explicit directly correlates to the predicted water-cut at a constant liquid rate. An example for a West Siberian field reproduces a common observation: the water-cut rises from ~30% at breakthrough to >90% within ~3 months without changes in well operating conditions. We also discuss why producing wells act as attractors for the trajectories of slowly propagating injection-induced fractures due to poroelastic stress perturbations, and why a wellbore can arrest a fracture after intersection. This behavior agrees with fracture – well interaction in the framework of "stop-hole" fracture mechanics.

**Keywords:** water-induced fracture, fracturing (auto-frac), water-cut, water breakthrough, water-flooding

**For citation:** Izotov A. A., Mulyavin S. F. Identification of water-cut dynamics in a producing well after breakthrough of a water-induced fracture. *Oil and Gas Studies*.2026;30(1):61–72 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-61-72>

## **Введение**

Высокие темпы обводнения добывающих скважин при заводнении часто связывают с формированием высокопроводящих путей фильтрации: трещин, техногенных каналов низкого фильтрационного сопротивления. Практически важной особенностью образования таких путей является то, что после момента прорыва воды обводненность нередко растет не только резко, скачком при достижении трещиной забоя добывающей скважины, но и ускоренно после, достигая значений 90–100 % за сравнительно короткое время (месяцы). Это указывает на динамическую эволюцию проводимости и утечки [1].

Такая динамика существенно ухудшает нефтеотдачу и требует прогнозных моделей, позволяющих отличить продвижение фронта от притока по высокопроводящей техногенной трещине.

В данной работе рассматривается сценарий, когда между нагнетательной и добывающей скважинами образовалась трещина (или эквивалентный проводящий канал низкого фильтрационного сопротивления), по которой в трещине течет вода при давлении, превышающем пластовое. В отличие от подходов, где рост обводненности объясняется исключительно геометрическим ростом трещины [2], в предлагаемом механизме ключевую роль играет эволюция утечек из трещины в пористую среду. На раннем этапе существенная часть воды фильтруется в пласт вдоль длины тре-

щины, что ограничивает долю воды, достигающую добывающей. По мере загрязнения стенок трещины утечки уменьшаются, вследствие чего доля доставляемой по трещине воды возрастает, а обводненность ускоренно растет.

Цель исследования — предложить простую, интерпретируемую физико-математическую модель пост-прорывной динамики обводненности продукции, связать ее параметры с физическим механизмом загрязнения стенок и показать, как по динамике оценивать характерные времена этого процесса.

## **Методы**

### *Концептуальная модель*

Рассмотрим пару нагнетательная — добывающая скважины, соединенную прямолинейной трещиной длиной  $L$ , по которой течет вода [7]. Поскольку давление в трещине  $p(x, t)$  превышает пластовое давление  $p_r$ , через стенки трещины происходит утечка воды в поровый коллектор  $\ell(x, t)$ , распределенная по длине трещины. Именно эта распределенная утечка определяет ключевой эффект: даже при наличии прямой гидродинамической связи по трещине не вся вода доходит до добывающей скважины, особенно на ранней стадии.

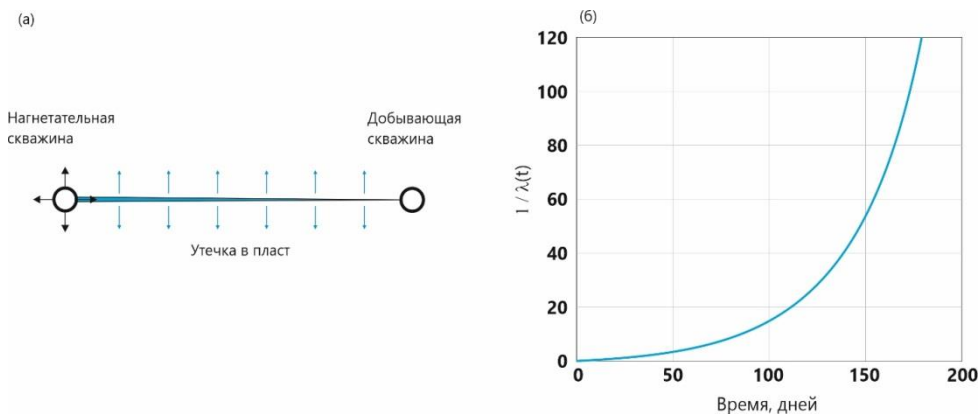
В работе предполагается, что по мере утечки в пористый пласт стенки трещины подвергаются загрязнению [3, 4] (осаждение механических примесей, формирование фильтрационной корки или зоны пониженной проницаемости у стенки). Это приводит к уменьшению интенсивности утечек в матрицу [5, 6] и, следовательно, к росту доли воды, которая сохраняется в канале и достигает добывающей. Таким образом, рост обводненности после прорыва интерпретируется как результат эволюции утечки [7, 8], а не только как следствие изменения режима работы скважин или мгновенного изменения геометрии канала.

Для описания этого эффекта вводится один управляющий параметр — безразмерная величина  $\beta(t)$ , характеризующая соотношение между проводимостью трещины вдоль длины и интенсивностью утечек в матрицу. При больших утечках  $\beta$  велика, доля доставленной воды мала; при снижении утечек вследствие загрязнения  $\beta$  уменьшается, доля воды, движущейся к добывающей скважине, возрастает, что приводит к ускоряющемуся росту обводненности. Концептуальная схема механизма и иллюстрация эволюции утечек приведены на рисунке 1.

Схема «нагнетательная скважина — трещина — добывающая скважина». По трещине течет вода при  $p > p_r$ . Одновременно происходит распределенная утечка в пористый пласт  $\ell(x, t)$  через обе стенки трещины, что на раннем этапе снижает долю воды, доходящую до добывающей скважины (см. рис. 1а).

Нормированная величина эффективного сопротивления утечке (иллюстративно) отражает прогрессирующее загрязнение стенок трещины,

что приводит к снижению утечки, где  $\lambda(t)$  — коэффициент утечки в используемой математической постановке (см. рис. 1б).



**Рис. 1.** Концептуальная схема трещины и эволюции утечек при загрязнении стенок  
**Fig. 1.** Conceptual diagram of the fracture and the evolution of leakoff during wall contamination

#### Математическая модель

Течение жидкости в плоской трещине описывается уравнением Пуазейля [9]

$$q(x, t) = -K_f \frac{\partial p}{\partial x}, \quad K_f = \frac{w^3}{12\mu}, \quad (1)$$

где  $w$  — раскрытие трещины,  $\mu$  — вязкость воды.

Уравнение неразрывности с учетом утечки  $g(x, t)$  в пласт

$$\frac{\partial q}{\partial x} = -g(x, t), \quad g(x, t) = 2 \lambda(t) (p(x, t) - p_r), \quad (2)$$

где  $g(x, t)$  — квазистационарная утечка в пласт на единицу длины и высоты трещины;  $p(x, t)$  — давление в трещине;  $p_r$  — пластовое давление в окрестности трещины;  $\lambda(t)$  — коэффициент, отражающий эффективность утечки, значение уменьшается при формировании корки, повышении степени кольматации.

Комбинация (1, 2) приводит к линейному уравнению для давления вдоль трещины

$$K_f \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 2 \lambda(t) (p(x, t) - p_r). \quad (3)$$

Введем характерную длину, на которой за счет утечки давление снижается до пластового

$$\ell(t) = \sqrt{\frac{K_f}{2\lambda(t)}}. \quad (4)$$

Безразмерные параметры

$$x' = \frac{x}{L}, \quad p' = \frac{p-p_r}{\Delta p}, \quad \Delta p = p_{inj} - p_r, \quad (5)$$

и ключевой безразмерный параметр «число утечки»

$$\beta(t) = \frac{L}{\ell(t)} = \sqrt{\frac{2\lambda(t)L^2}{K_f}}. \quad (6)$$

Интерпретация  $\beta(t)$ :

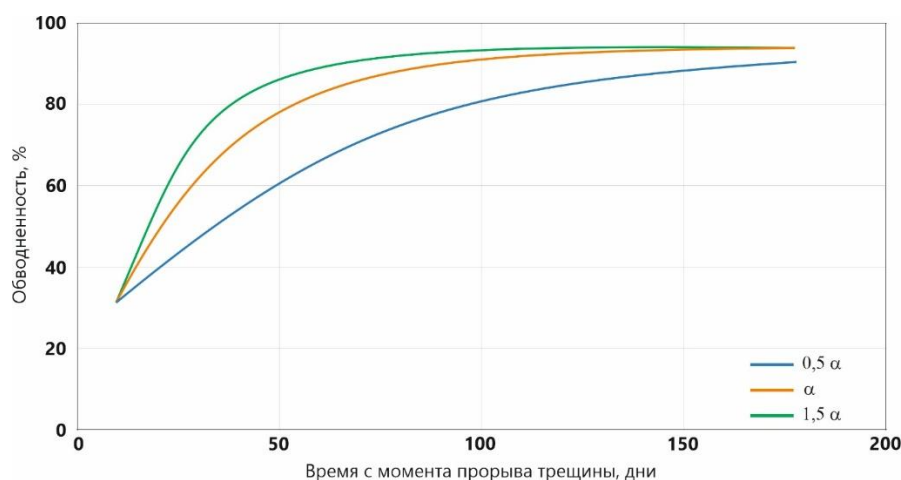
- $\beta \gg 1$ : утечка вдоль трещины доминирует, вода утекает в пласт  $\rightarrow$  до добывающей доходит мало воды по трещине;
- $\beta \ll 1$ : утечка мала, трещина работает как почти герметичный канал  $\rightarrow$  до добывающей доходит большая доля воды.

Модель загрязнения феноменологически соответствует снижению утечки вследствие роста фильтрационной корки

$$\lambda(t) = \lambda_0 e^{-\alpha t} \Rightarrow \beta(t) = \beta_0 e^{\frac{\alpha t}{2}}, \quad (7)$$

где  $\lambda(t)$  — коэффициент утечки; при росте загрязнения  $\lambda(t)$  уменьшается.  $\beta(t) = L/\ell(t)$  — ключевой безразмерный параметр утечки.

Ключевой параметр — характерное время  $\tau_c = 1/\alpha$ , когда  $t \sim \tau_c$ , режим меняется качественно: утечки снижаются, вода интенсивнее поступает в добывающую скважину (рис. 2).



**Рис. 2.** Прогнозируемое моделью ускорение роста обводненности после прорыва  
**Fig. 2.** Model-predicted acceleration of water-cut growth after breakthrough

Сопротивление утечке растет экспоненциально, как при увеличении загрязнения. Это качественно согласуется с формированием сопротивления утечкам в моделях fluid loss для ГРП [9–11].

Тогда (3) можно записать с учетом (5)

$$\frac{d^2 p'}{dx^2} = \beta(t)^2 p'. \quad (8)$$

Этот механизм объясняет динамику роста обводненности продукции. Постепенное снижение утечки в пласт обеспечивает рост объема воды, транспортируемого в добывающую скважину [10, 11].

Чтобы получить упрощенно оценку снизу объема воды, транспортируемого по трещине, берем  $p_r \approx p_{prod}$  (пластовое давление около добывающей). Тогда граничные условия

$$p(0, t) = p_{inj}(t), \quad p(L, t) = p_{prod}(t) \approx p_r. \quad (9)$$

Тогда решение для давления (в безразмерных координатах  $x'$ )

$$p(x, t) - p_r = (p_{inj} - p_r) \frac{\text{sh}(\beta(t)(1-x'))}{\text{sh}(\beta(t))}. \quad (10)$$

Расход воды в начале трещины равен приемистости  $q_{inj}(t)$ , тогда на другом конце трещины

$$q_{inj}(t) = \frac{K_f \Delta p}{L} \beta(t) \text{cth}(\beta(t)), \quad q_{w prod}(t) = \frac{K_f \Delta p}{L} \frac{\beta(t)}{\text{sh}(\beta(t))}, \quad (11)$$

где  $q_{w prod}(t)$  — объем воды, поступающий в добывающую скважину по трещине.

Доля воды, дошедшая до добывающей по трещине

$$F(t) = \frac{q_{w prod}}{q_{inj}} = \frac{1}{\text{ch}(\beta(t))} = \text{sech}(\beta(t)). \quad (12)$$

Таким образом, при фиксированных давлениях на концах  $q_{w prod}(t)$  монотонно растет при уменьшении  $\lambda(t)$ , то есть при загрязнении стенок и падении утечки:

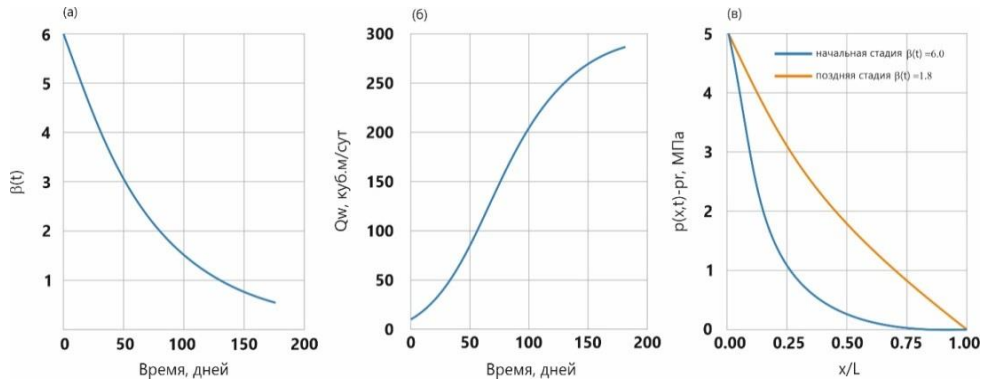
- в начале коэффициент  $\lambda(t)$  большой, величина  $\beta(t)$  большая,  $F(t)$  мала и обводненность продукции низкая (рис. 3);
- по мере загрязнения  $\lambda(t)$  снижается,  $\beta(t)$  снижается,  $F(t)$  растет и темп роста обводненности повышается [12, 13].

Обводненность скважины  $wc(t)$

$$wc(t) = \frac{q_{w prod}(t)}{q_{w prod}(t) + q_o(t)}, \quad (13)$$

где  $q_o(t)$  — дебит нефти добывающей скважины.

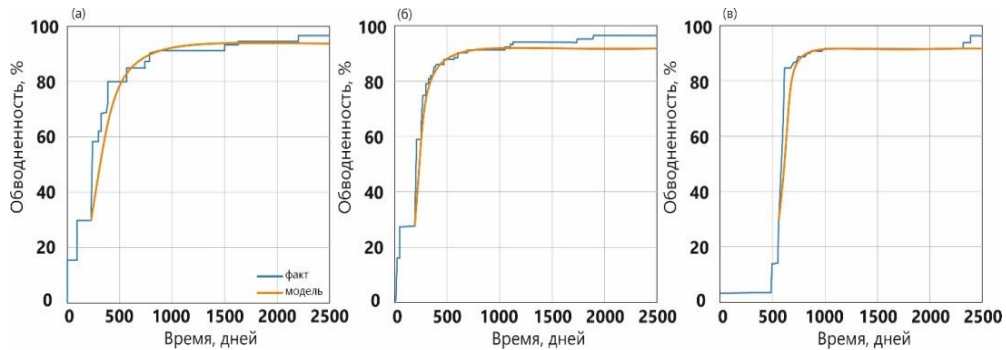
Зависимость  $WC(t)$  от времени и параметра  $\alpha$  после момента прорыва по трещине.



**Рис. 3.** Декомпозиция механизма: эволюция параметра утечек, дебита воды и профиля давления: а) Эволюция безразмерного параметра утечек  $\beta(t)$  после прорыва; б) Дебит воды, поступающий в добывающую по трещине; в) Профили давления в трещине для раннего и позднего времени  
**Fig. 3.** Mechanism decomposition: evolution of the leakoff parameter, water rate, and pressure profile: (a) Evolution of the dimensionless leakoff parameter  $\beta(t)$  after breakthrough; (b) Water rate entering the producing well through the fracture; (c) Pressure profiles in the fracture at early and late times

### Результаты

Рассмотрим на примере одного из месторождений Западной Сибири обводнение трех скважин по трещине. Динамика обводнения скважины представлена на рисунке 4а.



**Рис. 4.** Примеры динамики обводнения добывающих скважин при прорыве воды по трещине  
**Fig. 4.** Examples of water-cut dynamics in producing wells during fracture-driven water breakthrough

В этом примере приемистость нагнетательной скважины  $q_{inj}(t) = 300 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , дебит нефти добывающей скважины  $q_0(t) = 20 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , начальный объем воды, транспортируемой по трещине в добывающую скважину в момент прорыва,  $q_{w\text{prod}}(t) \approx 8,57 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Доля доставленной воды при  $wc = 30 \%$

$$F_{30} = \frac{q_{w\text{prod}}}{q_{inj}} = \frac{8,57}{300} = 0,0286;$$

при  $wc = 90 \%$

$$F_{90} = \frac{180}{300} = 0,6;$$

для  $F_{30} = 0,0286$ : из (12)  $\beta_{30} \approx 4,247$

для  $F_{90} = 0,6$ :  $\beta_{90} \approx 1,099$

По динамике технологических показателей момент скачка обводненности до 30 %  $t_{30} \approx 0,52$  года, момент достижения обводненности скачком до 90 %  $t_{90} \approx 0,68$  года, время  $\Delta t = t_{90} - t_{30} \approx 57$  суток

$$\alpha = \frac{2}{\Delta t} \ln \left( \frac{\beta_{30}}{\beta_{90}} \right) = \frac{2}{57} \ln \left( \frac{4,247}{1,099} \right) \approx 0,047 \text{ сут}^{-1}.$$

Характерное время:

$$\tau = \frac{1}{\alpha} \approx 24 \text{ сут.}$$

Рост сопротивления утечке:

$$\frac{\lambda(t_{90})}{\lambda(t_{30})} = \left( \frac{\beta_{30}}{\beta_{90}} \right)^2 = \left( \frac{4,247}{1,099} \right)^2 \approx 14,9 \text{ раза.}$$

За два месяца эффективное сопротивление утечке увеличилось примерно в ~15 раз (утечки резко упали), что обеспечило рост обводненности с 30 до 90 %.

Для двух других скважин (рис. 4б, 4в) параметры  $\alpha \approx 0,007 \text{ сут.}^{-1}$  и  $\alpha \approx 0,004 \text{ сут.}^{-1}$  соответственно. Характерное время:  $\tau = 136$  суток и  $\tau = 247$  суток.

Рост эффективного сопротивления утечке  $\approx 10,8$ . То есть в обоих случаях утечки снижаются примерно в 11 раз, а различается именно скорость этого процесса (через  $\alpha$ ,  $\tau$ ).

### Обсуждение

Основная гипотеза работы состоит в том, что ускорение роста обводненности после прорыва обусловлено не только фактом формирования

межскважинной связи по трещине, но и снижением утечек из трещины в матрицу. По результатам трассерных исследований такие трещины, в которых вода движется с высокой скоростью, называют каналами низкого фильтрационного сопротивления. В рамках одномерной модели трещины утечки входят как распределенный сток  $\ell(x, t)$  и определяют долю доставленной воды  $F(t)$ . В этом смысле умеренный рост обводненности сразу после прорыва является логичным: значительная часть воды может утекать в пласт по длине трещины. Ускорение роста возникает тогда, когда утечки снижаются во времени с загрязнением стенок, и большая часть нагнетаемой воды доходит до добывающей. Эта постановка опирается на общепринятую физику утечек: классические подходы, подобные закону Картера, задают базовый режим фильтрации через стенку, а расширения учитывают вклад загрязнения и зависящие от времени и давления сопротивления, что приводит к отклонению от простой зависимости от  $t^{-1/2}$ . Рост сопротивления утечке используется здесь как механизм, обеспечивающий ускорение роста обводненности.

Связь между  $WC(t)$  и параметром утечек вводится через долю доставленной воды

$$F(t) = \frac{q_{w\text{ prod}}(t)}{Q_{inj}(t)} = \frac{\beta(t)}{\sinh \beta(t)}, \quad \beta(t) = \beta_0 e^{-\alpha(t_0 - t_b)/2},$$

где  $\beta(t)$  представляет интенсивность утечек относительно проводимости трещины, а  $\alpha$  задает скорость снижения утечек вследствие загрязнения.

Если ускорение обводнения обусловлено постепенным снижением утечек, то после момента прорыва  $t_b$  восстановленная из данных величина  $\beta(t)$ , полученная из уравнения  $F = \beta / \sinh \beta$  и  $F = Q_{w\text{ prod}} / Q_{inj}$ , должна удовлетворять приближению

$$\ln \beta(t) = \ln \beta_0 - \frac{\alpha}{2}(t_0 - t_b).$$

То есть  $\ln \beta$  должно быть близко линейным по времени на интервале ускоренного роста обводненности.

Ключевой момент, который делает гипотезу проверяемой: рост обводненности при фиксированных  $Q_{inj}$  и  $Q_o$  соответствует почти фиксированному изменению  $\beta$ . Различие между быстрым и медленным темпом обводнения связано прежде всего с разной скоростью снижения утечек, то есть со скоростью процесса ( $\alpha$ ,  $\tau = 1/\alpha$ ), а не с разными типами трещин. Дополнительно модель дает количественную оценку изменения загрязнения стенок. Если интерпретировать через  $\beta$ , то между обводненностью 30 % и 90 %:  $\left(\frac{\beta_{30}}{\beta_{90}}\right)^2 \approx 10,8$ . Это означает, что скважина перешла от умеренного обводнения к почти полному обводнению, достаточно увеличения эффективного сопротивления утечке примерно на порядок. Для загрязне-

ния стенок это физически реалистичный масштаб изменения, соответствующий литературным источникам [3–7].

Существенный риск интерпретации состоит в том, что рост доли доставленной воды может быть вызван не только снижением утечек, но и ростом проводимости трещины. Однако эти два механизма дают разные диагностические следствия:

- снижение утечек увеличивает дебит воды в добывающей скважине при относительно слабом изменении режима работы нагнетательной скважины;
- рост проводимости трещины (рост раскрытия) должен сопровождаться изменениями гидродинамических откликов: ростом приемистости при том же давлении или снижением требуемого давления при том же расходе (в зависимости от режима). То есть по технологическому режиму эти механизмы принципиально разделимы.

Следовательно, предложенная модель проверяема: она предсказывает, что для быстрой динамики обводнения основное ускорение будет коррелировать с индикаторами ухудшения фильтрационных свойств породы (состав воды и содержание механических примесей, объем закачки), а не обязательно с признаками раскрытия трещины.

Ограничения модели:

1. **Приток воды доминирует по трещине.** Модель является диагностической, описывает пост-прорывную динамику через один управляющий параметр  $\beta(t)$  и не позволяет явно учитывать приток из порового пласта.

2. **Краткосрочный период оценки.** Предположение о постоянном дебите или приемистости допустимо на кратковременном масштабе 2–4 месяцев для оценки. Для точной настройки целесообразно использовать фактические дебиты.

3. **Постоянный технологический режим.** Если есть независимые факторы изменения раскрытия трещины (например, изменение приемистости или давления нагнетания), целесообразно расширять модель, включая зависимость  $K(t)$  в  $\beta(t)$ .

Дальнейшее развитие модели целесообразно в направлении явного учета изменения раскрытия трещины от давления (связь с геомеханикой), более детального учета загрязнения стенок (через фильтрацию и свойства примесей), учета фонового притока и двухфазного течения в пористом пласте для случаев, где наблюдается смешанный режим «фронт обводнения и трещина».

### **Выводы**

- Пост-прорывная динамика обводнения может иметь последующее ускорение, если утечка из трещины в пласт системно уменьшается во времени из-за загрязнения стенок.

- Минимальная одномерная модель трещины с утечкой дает простую редукцию роста объема воды, движущегося по трещине с загрязнением ее стенок.
- Практический расчет показывает, что рост обводненности с ~30 до > 90 % за ~3 месяца может получаться без изменения технологических режимов скважин, только за счет падения утечки (роста доли воды, доходящей до добывающей).

#### Вклад авторов

*Изотов А. А.*: формулирование идеи; разработка методологии; написание статьи.  
*Мулявин С. Ф.*: научное редактирование.

#### Author contributions

*Aleksey A. Izotov*: formulation of idea; methodology; writing.  
*Semyon F. Mulyavin*: scientific editing.

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
**Conflict of interests.** The authors declare no conflicts of interest.

#### Список источников / References

1. Witherspoon P. A., Wang J. S., Iwai K., Gale J. E. Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture. *Technical information report*. 1979;23 (No. LBL-9557). Lawrence Berkeley National Lab.(LBNL), Berkeley, CA (United States). <https://doi.org/10.2172/5704312>
2. Zhao Y., Lu G., Zhang L., Yang K., Li X., Luo J. Physical simulation of waterflooding development in large-scale fractured-vuggy reservoir considering filling characteristics, *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;(191):107328, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107328>
3. Lavrov A. Modified leak-off equation for hydraulic fracture modelling. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2025;15(6):107. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-02007-6>
4. Zenchenko E. V., Turuntaev S. B., Nachev V. A., Chumakov T. K., Zenchenko P. E. Study of the Interaction of a Hydraulic Fracture with a Natural Fracture in a Laboratory Experiment Based on Ultrasonic Transmission Monitoring. *Energies*. 2024;17(2):277. <https://doi.org/10.3390/en17020277>
5. Yi T., Peden J. M. A comprehensive model of dynamic fluid loss in hydraulic fracturing. *SPE Production & Facilities*. 1994;9(04):267–272. <https://doi.org/10.2118/25493-PA>
6. Berchenko I., Detournay E. Deviation of hydraulic fractures through poroelastic stress changes induced by fluid injection and pumping. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 1997;34(6):1009–1019. [https://doi.org/10.1016/S0148-9062\(97\)00005-3](https://doi.org/10.1016/S0148-9062(97)00005-3)
7. Yarushina V. M., Bercovic, D., Oristaglio M. L. (2013). Rock deformation models and fluid leak-off in hydraulic fracturing. *Geophysical Journal International*. 2013;194(3):1514–1526, <https://doi.org/10.1093/gji/ggt199>

8. Alshoaibi A. M., Fageehi Y. A. Finite Element Simulation of a Crack Growth in the Presence of a Hole in the Vicinity of the Crack Trajectory. *Materials*. 2022;15(1):363. <https://doi.org/10.3390/ma15010363>
9. Эберт Г. Краткий справочник по физике: справочное издание / перевод со 2-го нем. изд. Н. М. Шикунинной; под ред. К. П. Яковлева. Москва: Физматгиз; 1963. 552 с.  
Ebert G. *Kratkij spravochnik po fizike: spravochnoe izdanie*. Moscow: Fizmatgiz; 1963. (In Russ.).
10. Yang M., Li M.-C., Wu Q., Growcock F. B., Chen Y. Experimental study of the impact of filter cakes on the evaluation of LCMs for improved lost circulation preventive treatments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;(191):107152. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107152>
11. Liu Y., Guo J., Chen Z. Leakoff characteristics and an equivalent leakoff coefficient in fractured tight gas reservoirs. *Journal of natural gas science and engineering*. 2016;(31):603–611. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.054>
12. Settari, A. A new general model of fluid loss in hydraulic fracturing. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1985;25(04):491–501. <https://doi.org/10.2118/11625-PA>
13. Miskimins J. L., editor. *Hydraulic fracturing: fundamentals and advancements*. Richardson, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers. 2019:1–795.

#### ***Информация об авторах / Information about the authors***

***Изотов Алексей Александрович,***  
директор по науке и инновациям, ООО  
«РН-Геология Исследования Разработ-  
ка», г. Тюмень, [aaizotov@rn-gir.rosneft.ru](mailto:aaizotov@rn-gir.rosneft.ru)

***Aleksey A. Izotov,*** LLC «RN-  
GIR», Business Development Director,  
Tyumen, [aaizotov@rn-gir.rosneft.ru](mailto:aaizotov@rn-gir.rosneft.ru)

***Мулявин Семен Федорович,***  
доктор технических наук, профессор  
кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Тюменский индустриальный университет,  
г. Тюмень, [muljavinsf@tyuiu.ru](mailto:muljavinsf@tyuiu.ru), ORCID:  
<https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

***Semyon F. Mulyavin,*** Doctor of  
Engineering Sciences, Professor at the  
Development and Exploitation of Oil and  
Gas Fields, Industrial University of  
Tyumen, [muljavinsf@tyuiu.ru](mailto:muljavinsf@tyuiu.ru), ORCID:  
<https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

*Поступила в редакцию / Received 26.12.2025*

*Поступила после рецензирования / Revised 04.02.2026*

*Принята к публикации / Accepted 05.02.2026*

Научная статья / Original research article  
УДК 622.276.52:552.578.2.061.43(571.5)  
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-73-84>  
EDN: OPFSBE



## Использование попутного нефтяного газа в условиях карбонатных каверно-трещинных коллекторов месторождений нефти и газа Восточной Сибири

**Р. М. Мустафаев\*, Н. Г. Квеско, А. К. Битнер**

*Сибирский федеральный университет, Красноярск, Российская Федерация*

\*[rafamustafaev270@gmail.com](mailto:rafamustafaev270@gmail.com)

**Аннотация.** В представленной статье анализируются вопросы утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Восточной Сибири, характеризующихся сложным строением карбонатных каверно-трещинных коллекторов. Актуальность работы обусловлена необходимостью улучшения технологических процессов эксплуатации нефтяных месторождений. Эти процессы не соответствуют геологическим особенностям строения неоднородных продуктивных пластов, в результате чего происходит опережающая выработка запасов нефти и быстрый рост обводненности. Кроме того, должное внимание не уделяется вопросам рационального, особенно в специфичных условиях, применения попутного газа, таким как: отсутствие газотранспортной или газоперерабатывающей инфраструктуры, низкая проницаемость и естественная трещиноватость. Цель исследования — разработка научно-обоснованных рекомендаций по эффективному использованию ПНГ на месторождениях Восточной Сибири, работающих на истощении без систем поддержания пластового давления заводнением ввиду сложного строения пустотного пространства и фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов нефтегазоносных залежей. Установлено, что действующие методы утилизации ПНГ недостаточно эффективны в условиях карбонатных коллекторов. Анализ геолого-физических особенностей пластов позволил обосновать потенциальные технологические решения. Для оптимизации использования ПНГ рассмотрены варианты его закачки в пласт в качестве агента поддержания пластового давления с учетом характера пустотного пространства нефтенасыщенных толщ. Закачка ПНГ повысит экономическую и экологическую эффективность разработки месторождений. Даны рекомендации по размещению нагнетательных скважин с учетом характеристик продуктивного пласта на конкретном примере.

**Ключевые слова:** пластовое давление, попутный нефтяной газ, нефть, вода, залежь, обводненность, заводнение, коллектор

**Для цитирования:** Мустафаев Р. М., Квеско Н. Г., Битнер А. К. Использование попутного нефтяного газа в условиях карбонатных каверно-трещинных коллекторов месторождений нефти и газа Восточной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026; 30(5):73–84. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-73-84> EDN: OPFSBE

## Utilization of associated petroleum gas in conditions of carbonate cavernous-fractured reservoirs of oil and gas fields in Eastern Siberia

**Rafael Mamed ogly Mustafaev\*, Natalia G. Kvesko, Alexander K. Bitner**

*Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation*

\*[rafamustafaev270@gmail.com](mailto:rafamustafaev270@gmail.com)

**Abstract.** This article analyzes the utilization of associated petroleum gas at oil fields in Eastern Siberia, which are characterized by complex carbonate cavernous-fractured reservoirs. The importance of this study arises from the fact that many oil fields operate under technological schemes that do not adequately reflect the geological structure of heterogeneous productive reservoirs. As a result, oil reserves are depleted prematurely and water cut increases rapidly. Additionally, the rational utilization of associated gas often receives insufficient attention, particularly in scenarios where there is a lack of gas transportation or processing infrastructure, low matrix permeability, and natural fracturing. The study aims to develop scientifically grounded recommendations for the efficient utilization of APG at Eastern Siberian fields that operate under depletion drive without waterflooding systems due to the complex structure of the void space and the filtration-capacitance properties of carbonate reservoirs of oil and gas deposits. The study shows that current APG utilization methods exhibit limited efficiency in carbonate reservoirs. By examining the geological and physical properties of these reservoirs, the authors were able to justify potential technological solutions. To optimize the APG utilization system, the work evaluated gas reinjection as a means of pressure maintenance agent, taking into account the characteristics of the pore space. This approach can help APG flaring and improve both economic and environmental performance of field development. In conclusion, the article offers recommendations for the placement of injector well placement based on reservoir characteristics, illustrated by an example of Field X.

**Keywords:** reservoir pressure, associated petroleum gas, oil, water, accumulation, water cut, water flooding, reservoir

**For citation:** Mustafaev R. M., Kvesko N. G., Bitner A. K. Utilization of associated petroleum gas in conditions of carbonate cavernous-fractured reservoirs of oil and gas fields in Eastern Siberia. *Oil and Gas Studies*.2026;30(1):73–84 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-73-84>

## **Введение**

Технологический процесс добычи нефти играет ключевую роль в нефтедобывающей индустрии, влияя на выход продукции, энергетическую эффективность и экономическую устойчивость [1, 2]. Применение современных технологий в этом процессе не только актуально, но и необходимо для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. Без внедрения современных решений возникает риск потери конкурентоспособности и увеличения затрат [3].

Текущее энергетическое состояние нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири в условиях карбонатных каверно-трещинных коллекторов характеризуется неравномерным снижением пластового давления по ряду причин:

- 1) высокая анизотропия свойств;
- 2) неравномерная разработка;
- 3) различные дренируемые объемы.

На примере месторождения X выделяются 4 зоны с высокими темпами падения пластового давления (более 30 % от начального), связанными не только с отсутствием систем заводнения, но и с форсированными темпами отборов нефтенасыщенных толщ.

Быстрое снижение пластового давления может быть вызвано отборами газа газовой шапки (ГШ) (отобрано ~60 % ГШ по приведенным зонам) и ограниченной связанностью некоторых зон с аквифером (водоносным горизонтом).

Наблюдается превышение темпа падения пластового давления относительно плановых показателей ввиду значительного влияния отборов газа ГШ на энергетическое состояние залежей. Исходя из опыта разработки в подгазовых зонах, можно ожидать схожее снижение пластового давления в зонах проектного бурения, что приведет к недостижению плановых показателей по добыче нефти в будущем.

Задача исследования состоит в том, что для успешной разработки подгазовых зон и достижения максимальных значений коэффициента извлечения нефти (КИН) необходима реализация системы поддержания пластового давления (ППД) с помощью обратной закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) [4].

#### **Объект и методы исследования**

Карбонатные каверно-трещинные коллекторы нефтегазоносных залежей месторождений Восточной Сибири с низкой проницаемостью разрабатываются в режиме истощения. Ввиду сложного геологического строения залежей реализация традиционной системы поддержания пластового давления заводнением не является эффективной. В связи с этим предлагается реализация закачки ПНГ для поддержания пластового давления. При расчетах применялось комплексное геолого-гидродинамическое моделирование. Методы включали анализ керна и данных ГИС для построения цифровой геологической модели и последующее проведение серий гидродинамических расчетов для сравнения различных сценариев разработки. Были рассмотрены примеры применения газовых ППД в той или иной степени схожих по геологии месторождениях [5, 6].

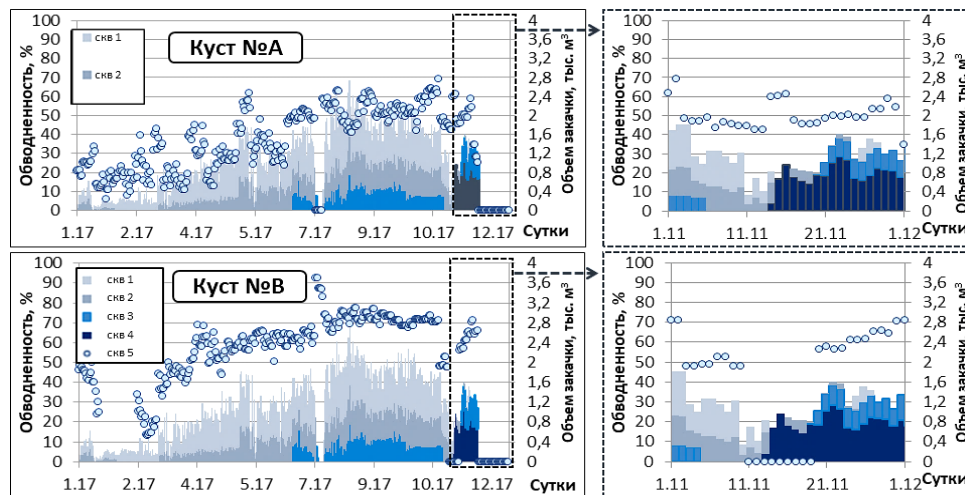
В отсутствие ППД на месторождении X, относящемся к Байкитской нефтегазоносной области, работающем на истощении, была выявлена проблема высоких темпов падения пластового давления, из-за чего прогнозируемый КИН не мог быть достигнут, что приводило к уменьшению экономической составляющей разработки месторождения. Было предложено провести опытно-промышленные работы (ОПР) по внедрению системы ППД с помощью заводнения. Также изучалась возможность водогазового воздействия, но из-за инфраструктурных ограничений проект был отложен [7, 8]. В период ОПР на месторождении X выполнялись работы по закачке подтоварной воды в рифейские отложения от 70 до 200 м под линию водонефтяного контакта.

Результаты ОПР:

1. Через непродолжительное время в скважинах окружения наблюдалось резкое увеличение обводненности.
2. Тренд роста хорошо коррелирует с интенсивностью закачки.
3. Режим работы скважин не претерпевал значительных изменений в период анализа.

Перевод закачки в IV-м квартале 2017 года снизил уровень обводнения, однако последующий тренд характеризуется более резким характером роста ввиду образования промытых каналов.

Наблюдается негативное влияние закачки и невозможность формирования фронта вытеснения из-за субвертикальной трещиноватости.



*Рис. 1. Зависимость обводненности скважинной продукции от объемов закачки подтоварной воды*

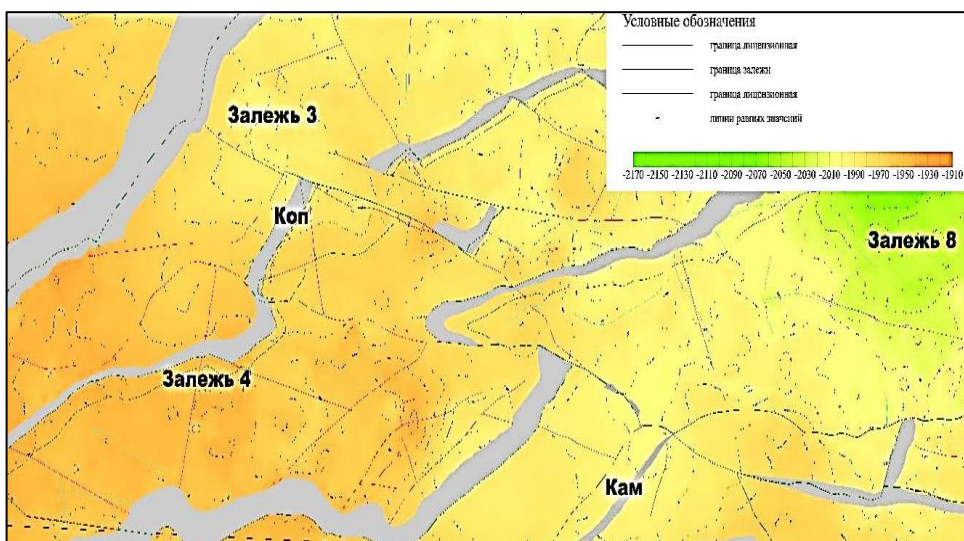
*Fig. 1. Dependence of water-cut of well production on produced water injection volumes*

В связи с отрицательными результатами ОПР системы ППД заводнением предлагается система обратной закачки попутного нефтяного газа для поддержания давления в пласте [9]. С целью обоснования рекомендаций для реализации проекта был проведен выбор объекта для закачки на основе гидродинамического моделирования. В ходе анализа применения ППД ПНГ были рассмотрены 4 залежи месторождения X. В процессе работы сформированы рекомендации к размещению скважин и ограничения на закачку ПНГ:

- скважины размещаются в самых больших толщах ГШ;
- скважины распределяются за контуром добывающих скважин;
- водогазовое воздействие на смешанный гидрофобный коллектор не представляется возможным вследствие отрицательного воздействия закачки воды;
  - во избежание прорывов закачиваемого газа и резкого роста газового фактора (ГФ) добывающих скважин необходимо поддерживать относительно небольшие репрессии, что позволит газу распределиться по ГШ и образовать равномерный фронт продвижения;
  - вследствие движения флюида по трещинам в коллекторе, рост пластового давления и ГФ может быть зафиксирован по всей подгазовой зоне.

После начала ППД, для понимания гидродинамической связанности коллектора и связи системы нагнетательных/добывающих скважин [10], необходимо в течение года провести трассерные исследования.

Для выбора оптимального объекта проведения опытно-промышленных работ по поддержанию пластового давления осуществлен геолого-технологический анализ залежей месторождения X. По результатам выделено 3 залежи, отвечающие всем требованиям (залежь 3, залежь 4, Кам). Основным объектом разбуривания в период 2024–2027 годов является залежь 4 (западная часть). Согласно текущим планам на разработку бурение скважин в залежах Кам, 3 (восточная часть) в ближайшие годы не предусмотрено. Залежи 3 (северо-восточная часть), 4 (восточная часть) и Кам обладают малыми толщинами ГШ (средняя толщина составляет 15 м). Залежь 3 (северо-восточная часть) находится в активной разработке с 2011 года, при текущем темпе падения —  $1,49 \text{ кгс/см}^2/\text{месяц}$ . При анализе динамики работы скважин ГШ отобрана. По состоянию на 01.01.2024 средневзвешенное пластовое давление равно  $95 \text{ кгс/см}^2$ , что, с учетом значительного снижения  $P_{пл}$ , осложнит оценку эффекта ОПР. В связи с вышеперечисленными фактами под реализацию ППД ПНГ в дальнейшем рассматривается западная часть залежи 4 (рис. 2).



*Рис. 2. Фрагмент карты продуктивных залежей месторождения X*  
*Fig. 2. Fragment of the productive deposits map of Field X*

Оптимальными участками для размещения газонагнетательных кустовых площадок КП и для реализации системы ППД являются максимальные толщины газовых шапок (для формирования равномерного контура распространения давления нагнетания) [11]. Для компенсации отборов газа и равномерной зональной закачки добывающие скважины были разбиты на 4 КП.

Для обеспечения вариативности расчетов были заложены разные предпосылки реализации системы ППД газом:

- изменение уровня компенсации;
- изменение количества газонефтяных (ГН) скважин;
- различные длины ГС ГН скважин;
- изменение глубины проводки скважин.

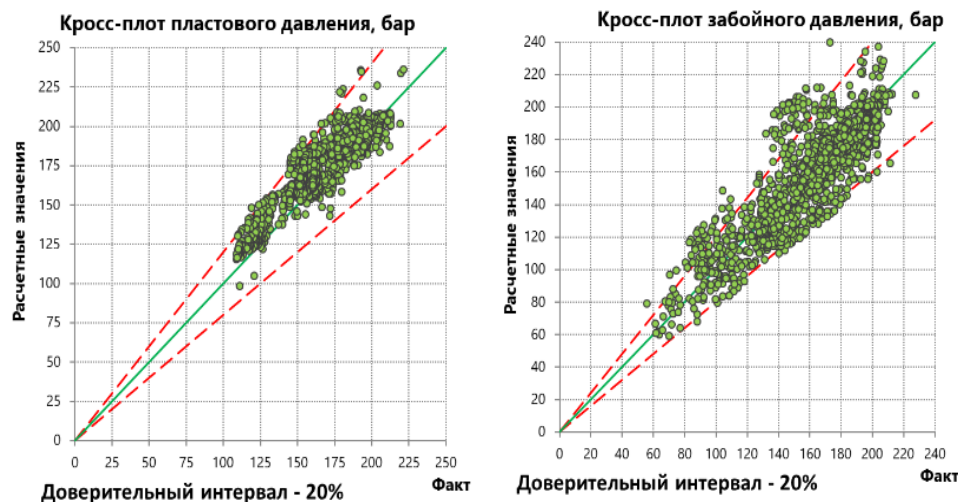
Для выполнения прогнозных расчетов с реализацией вариантов предполагается использовать постоянно действующую геолого-гидродинамическую модель ПДГДМ залежей месторождения X:

- осуществлена актуализация 11 фильтрационных моделей;
- добавлены 16 новых скважин в 5 моделях;
- загружены исторические данные работы для 246 скважин с 01.01.2024 по 01.06.2024;
- дополнены замеры пластового (10) и забойного (644) давлений.

Для многовариантных расчетов ППД использовалась гидродинамическая модель залежи 4, адаптированная на ноябрь 2024 года.

Критерием применимости построенной модели для прогноза технологических показателей разработки является качество настройки ее параметров по фактическим данным работы скважин (рис. 3).

Для задания проектного фонда и стартовых показателей были задействованы бизнес-план по месторождению X на 2024–2027 год и рейтинг бурения, актуализированный на ноябрь 2024 года.



Отклонения расчетных показателей от БП составляют не более 15 %.

**Рис. 3.** Кросс-плоты по данным актуализированной модели  
**Fig. 3.** Cross-plots based on the updated model data

Результаты выполнения этапа:

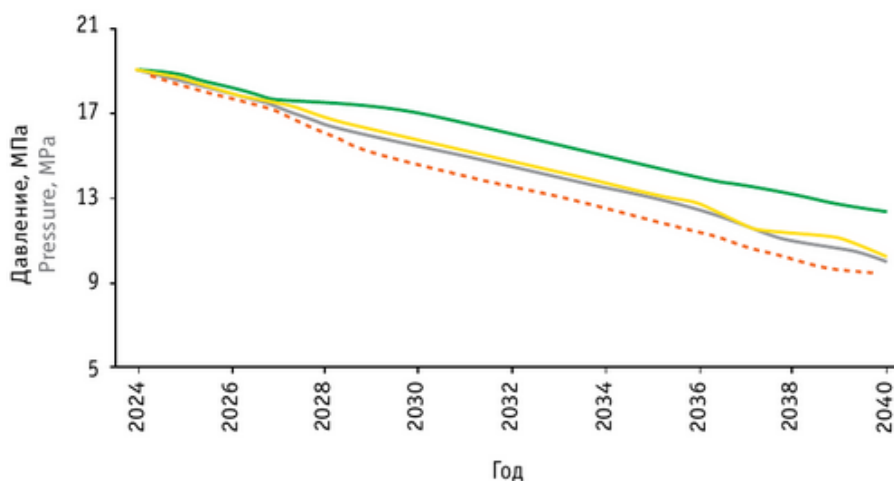
- актуализированы модели-компонент на 01.06.2024 и сборка моделей-компонент в единую интегрированную модель;

- в ходе актуализации достигнут требуемый уровень точности настройки;
- подключена гидродинамическая 3D-модель всех основных эксплуатируемых залежей к единой модели инфраструктуры.

### Результаты

Анализируя данные многовариантного расчета относительно варианта без системы поддержания пластового давления, все расчеты можно поделить на 2 группы компенсации отборов газа ГШ — полная компенсация и компенсация ниже единицы.

Проведен расчет 19 вариантов с различным уровнем компенсации, проектными и технологическими решениями. Неполная компенсация не дает значительной поддержки пластового давления, вследствие чего закачка газа увеличивает ГФ и снижается дебит жидкости (рис. 4).

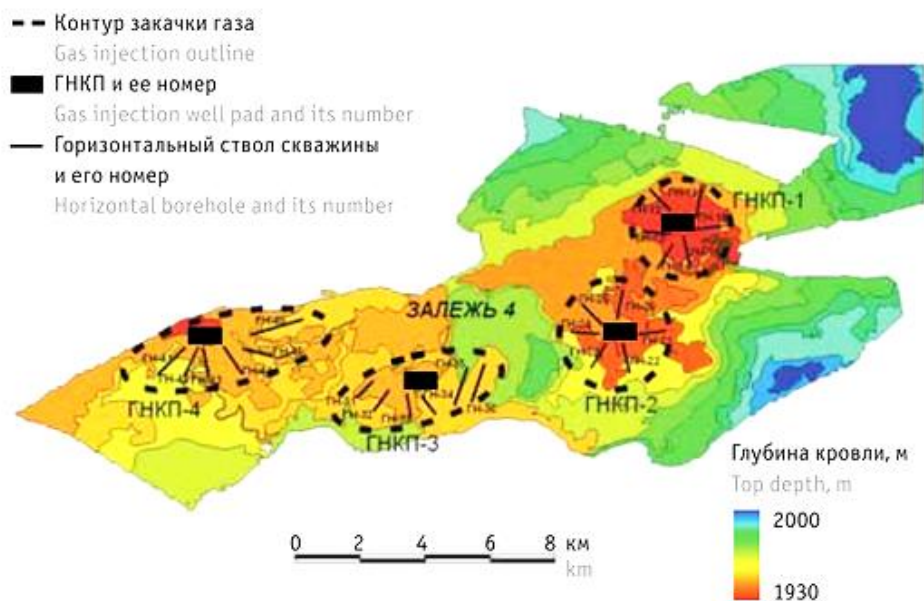


*Рис. 4. Влияние объемов компенсации отборов попутного нефтяного газа на пластовое давление*

*Fig. 4. Influence of APG production compensation volumes on reservoir pressure*

Очевидно, что полная компенсация отборов газа ГШ — самая эффективная, в связи с чем было рассмотрено несколько вариантов достижения таких объемов. Самый оптимальный из вариантов — схема, состоящая из 4 газонагнетательных кустовых площадок с 6 нагнетательными скважинами на кустовую площадку (рис. 5).

Такая схема разработки позволит получить на 30 % больше запасов, чем текущая, то есть работа пласта на истощении.



*Рис. 5. Схема расположения проектируемых газонагнетательных кустовых площадок на месторождении X*  
*Fig. 5. Layout of the planned gas injection well pads at Field X*

### Обсуждение

Как следует из результатов гидродинамического моделирования, реализация метода ППД путем обратной закачки ПНГ на месторождениях Восточной Сибири с карбонатными каверно-трещинными коллекторами демонстрирует значительный положительный эффект [12–14]. Расчетный КИН при применении этой технологии увеличивается на 30 % по сравнению с базовым сценарием разработки без поддержания пластового давления.

Наибольшая эффективность процесса обратной закачки ПНГ наблюдается в центральных блоках месторождения, где развита сеть тектонических трещин, обеспечивающая высокую приемистость нагнетательных скважин. Эти зоны характеризуются наиболее тесной гидродинамической связью между нагнетательными и добывающими скважинами. В то же время в периферийных частях залежи, где коллекторы представлены в основном изолированными кавернами и низкопроницаемой матрицей, эффект от закачки газа проявляется слабее, что связано с затрудненным распространением газового фронта и риском преждевременного прорыва газа по отдельным трещинам [16].

Наиболее оптимальные точки для размещения нагнетательных скважин при реализации проекта определены на основе комплексного анализа сейсмогеологических моделей и данных гидродинамических исследований.

Таким образом, организация системы ППД с использованием попутного нефтяного газа, спроектированная с учетом специфики каверно-трещинных коллекторов Восточной Сибири, является технологически и экономически обоснованной [17, 18]. Внедрение предложенной схемы избирательной закачки не только позволяет утилизировать ПНГ, но и существенно повышает конечную нефтеотдачу, обеспечивая рентабельную разработку сложнопостроенных запасов [19, 20].

### **Выводы**

- Реализация системы поддержания пластового давления путем обратной закачки ПНГ является высокоэффективным методом увеличения нефтеотдачи карбонатных каверно-трещинных коллекторов Восточной Сибири. Моделирование на примере месторождения X подтверждает, что эта технология позволяет обеспечить дополнительную добычу до 30 % извлекаемых запасов нефти по сравнению с разработкой на режимах истощения.
- Для оптимизации системы разработки предложена методика выделения целевых интервалов для закачки газа на основе комплексного анализа сейсмогеологических и гидродинамических моделей. В качестве ключевого критерия при построении карт оптимального размещения нагнетательных скважин рекомендовано использовать данные о плотности и ориентации трещин и о связи трещинной системы и матричных блоков.
- Для участков залежи с низкой трещинной плотностью и преобладанием емкости матрицы обоснована целесообразность применения метода закачки ПНГ. Этот подход дает возможность избежать преждевременного прорыва газа к добывающим скважинам и обеспечивает более равномерное вытеснение нефти из низкопроницаемых блоков.
- На основе предложенной методики для модельного объекта месторождения X Байкитской нефтегазоносной области определены наиболее оптимальные точки для размещения нагнетательных скважин. Внедрение спроектированной системы избирательной закачки ПНГ не только решает задачу утилизации попутного газа, но и существенно повышает конечную нефтеотдачу, обеспечивая рентабельную разработку сложнопостроенных запасов.

### **Вклад авторов**

Авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

### **Author contributions**

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Conflict of interests.** The authors declare no conflicts of interest.

#### Список источников

1. Книжников А. Ю., Ильин А. М. *Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России*. Москва: Всемирный фонд дикой природы (WWF); 2017. 32 с. URL: <https://www.iprbookshop.ru/97448.html>
2. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. *Подземная гидромеханика*. Москва: Недра; 1993. 416 с.
3. Амелин И. Д., Сургучев М. Л., Давыдов А. В. *Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии*. Москва: Недра; 1994. 308 с.
4. Аметов И. М., Ковалев А. Г., Мирзаджанзаде А. Х. *Физика нефтяного и газового пласта*. Москва: Недра; 1992. 270 с.
5. Linderman J., Al-Jenaibi F., Ghorri S., Putney K., Lawrence J., Gallet M., Hohensee K. *Substituting nitrogen for hydrocarbon gas in a gas cycling project*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE; 2008.
6. Mayne C. J., Pendleton R. W. *International Meeting of Petroleum Engineers. Fordoche: an enhanced oil recovery project utilizing high-pressure methane and nitrogen injection*. Beijing, China; 1986.
7. Дроздов А. Н. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-компрессорная технология как ее разновидность. *Труды РГУ нефти и газа им. Губкина*. 2009;1(254): 23–33.
8. Sanger P. J., Bjornstad H. K., Hagoort J. Nitrogen injection into stratified gas-condensate reservoirs. *SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, LA, USA; 1994.
9. Perkins T. K. Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes. *SPE Drilling & Completion*. 1993;8(04):271–276.
10. Сургучев М. Л. *Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи*. Москва: Недра; 1985. 308 с.
11. Janan B. S., Koryakin F. A., Sherstoboev E. A., Isakov K. D., Virt V. I., Kashapov D. Z. (2020, October). Gas cap injection as an associated gas utilisation method. Experience of Novoportovskoye field. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
12. Zolotukhin, A. A., Salikhov, M. R. (2016, October). Selection of the Best Development Scenario for the Thin Oil Rim with Reservoir Pressure Maintenance System Involving Gas Injection into the Gas Cap. *Case Study: West Masssoyakha PK 1-3 Horizon*. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference* (pp. SPE-181917).
13. Густь Д. В. Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт углекислого газа. В сб.: *Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета)*. Тюмень, 24 ноября 2016 года 2014. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2014. Т. 2. С. 154–156.
14. Степанова Г. С. *Газовые методы воздействия на нефтяные пласты*. Москва: Газоил пресс; 2006. 237 с.
15. Клинчев В. А., Зацепин В. В., Ушакова А.С., Тельшев С. В. Разработка нефтяных месторождений путем закачки воздуха в пласт. *Нефтяное хозяйство*. 2014;(8):76–80.
16. Тер-Саркисов Р. М. *Разработка месторождений природных газов*. Москва: Недра; 1999. 659 с.
17. Sloan E. D. *Hydrate Engineering*. Edited by J. Ben Bloys, Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas. 2000.
18. Соловьянов А. А., Андреева Н. Н., Крюков В. А., Ляц К. Г. *Стратегия использования попутного нефтяного газа в РФ*. Москва: Редакция газеты «Кворум»; 2008. 320 с.

19. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*, Prentice-Hall, 1989.
20. Синцов И. А., Полякова Н. С. Анализ эффективности водогазового воздействия с учетом давления насыщения в верхнеюрских отложениях. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. 2016;(4):40-45.

### References

1. Knizhnikov A. Yu., Ilyin A. M. *Problems and Prospects of Associated Petroleum Gas Utilization in Russia*. Moscow: World Wildlife Fund (WWF); 2017. (In Russ.) URL: <https://www.iprbookshop.ru/97448.html>
2. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. *Underground hydromechanics*. Moscow: Nedra; 1993. (In Russ.).
3. Amelin I. D., Surguchev M. L., Davydov A. V. *Forecast of oil deposit development at a late stage*. Moscow: Nedra; 1994. (In Russ.).
4. Ametov I. M., Kovalev A. G., Mirzadzhanzade A. Kh. *Physics of oil and gas reservoir*. Moscow: Nedra; 1992. (In Russ.).
5. Linderman J., Al-Jenaibi F., Ghori S., Putney K., Lawrence J., Gallet M., Hohensee K. *Substituting nitrogen for hydrocarbon gas in a gas cycling project*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE; 2008.
6. Mayne C. J., Pendleton R. W. *International Meeting of Petroleum Engineers. Fordoche: an enhanced oil recovery project utilizing high-pressure methane and nitrogen injection*. Beijing, China; 1986.
7. Drozdov A. N. Water-Gas Impact on the Reservoir: Mechanism of Action, Known Technologies. Pump-Compressor Technology as Its Variety. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2009;1(254): 23–33. (In Russ.).
8. Sanger P. J., Bjornstad H. K., Hagoort J. Nitrogen injection into stratified gas-condensate reservoirs. *SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, LA, USA; 1994.
9. Perkins T. K. Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes. *SPE Drilling & Completion*. 1993;8(04):271–276.
10. Surguchev M. L. *Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery*. Moscow: Nedra; 1985. 308 p. (In Russ.).
11. Janan, B. S., Koryakin, F. A., Sherstoboev, E. A., Isakov, K. D., Virt, V. I., Kashapov, D. Z. (2020, October). Gas cap injection as an associated gas utilisation method. Experience of Novoportovskoye field. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference* (p. D043S019R005). SPE.
12. Zolotukhin, A. A., Salikhov, M. R. (2016, October). Selection of the Best Development Scenario for the Thin Oil Rim with Reservoir Pressure Maintenance System Involving Gas Injection into the Gas Cap. *Case Study: West Massoyakha PK 1-3 Horizon*. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference* (pp. SPE-181917).
13. Gust' D.V. Enhanced Oil Recovery by Carbon Dioxide Injection In: *Geology and Oil and Gas Potential of the West Siberian Megabasin (Experience, Innovations) [Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii)]*. Tyumen, 2014. Pp. 154–156. (In Russ.).
14. Stepanova G. S. *Gas Methods for Impacting Oil Reservoirs*. Moscow: Gazoil Press, 2006. (In Russ.).
15. Klinchev V. A. Zatsepin V.V., Ushakova A. S., Telyshev S.V. Air injection method in oil recovery [Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy putem zakachki vozdukh v plast]. *Oil Industry*. 2014;(8):76-80. (In Russ.).
16. Ter-Sarkisov R. M. *Development of natural gas deposits*. Moscow: Nedra; 1999. (In Russ.).
17. Sloan E. D. *Hydrate Engineering*. Edited by J. Ben Bloys, Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas. 2000.

18. Solovyaynov A. A., Andreeva N. N., Kryukov V. A., Lyats K. G. *Strategy for the use of associated petroleum gas in the Russian Federation*. Moscow; 2008. (In Russ.).
19. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*, Prentice-Hall, 1989.
20. Sintsov I. A., Polyakova N. S. Effectiveness analysis of wag considering the saturation pressure in the conditions of the upper jurassic deposits. *Territory "NEFTEGAZ"*. 2016;(4):40-45. (In Russ.).

**Информация об авторах / Information about the authors**

**Мустафаев Рафаэль Мамед оглы**, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа г. Красноярск, rafamustafaev270@gmail.com

**Rafael Mamed ogly Mustafayev**, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, rafamustafaev270@gmail.com

**Квеско Наталья Геннадьевна**, доктор технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа г. Красноярск

**Natalia G. Kvesko**, Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University, Krasnoyarsk

**Битнер Александр Карлович**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа г. Красноярск

**Alexander K. Bitner**, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology, Siberian Federal University, Institute of Oil and Gas, Krasnoyarsk

Поступила в редакцию / Received 22.08.2025

Поступила после рецензирования / Revised 29.09.2025

Принята к публикации / Accepted 14.10.2025

Научная статья / Original research article

УДК 622.276.5

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-85-97>

EDN: VQKXWS



### Использование композитных материалов в элементах балансирного привода ШСНУ

Г. И. Бикбулатова, С. Л. Сабанов, Т. А. Ганиев, И. А. Меньшиков,  
А. В. Малышева\*

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа  
нефти», Альметьевск, Российская Федерация

\*nastyamalysheva9566@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассматривается возможность применения композитных материалов в конструкции балансирного привода штанговых скважинных насосных установок. Отмечается, что эти элементы традиционно изготавливаются из стали с высокой прочностью и надежностью. Однако современные требования к энергоэффективности и снижению эксплуатационных затрат побуждают к активному поиску альтернативных решений. Одно из них — использование композитных материалов, обладающих рядом значительных преимуществ: низкой плотностью, высокой удельной прочностью, коррозионной стойкостью и устойчивостью к агрессивным средам. В качестве конструктивного решения предложены гибридные элементы — траверса, шатун и балансир, выполненные из композитных профилей с металлическими вставками в зонах креплений, соединенные с помощью клееболтовых соединений. Такой подход обеспечивает как надежность соединений, так и возможность взаимодействия материалов с различными физико-механическими свойствами. Особое внимание уделено конструктивным особенностям металло-композитных узлов, их потенциальной стойкости к изгибающим и растягивающим нагрузкам. Существуют и связанные с применением композитов ограничения: высокая стоимость, чувствительность к температурным воздействиям, сложности ремонта. Тем не менее сочетание композитных и металлических компонентов считается перспективным направлением развития, способным повысить эффективность и долговечность оборудования в нефтедобывающей отрасли. Статья представляет собой обзорный этап проектирования без расчетной части.

**Ключевые слова:** балансирный привод ШСНУ, станок-качалка, композитные материалы, гибридная конструкция, клееболтовое соединение

**Для цитирования:** Бикбулатова Г. И., Сабанов С. Л., Ганиев Т. А., Меньшиков И. А., Малышева А. В. Использование композитных материалов в элементах балансирного привода ШСНУ. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):85–97. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-85-97> EDN: VQKXWS

### The use of composite materials in the elements of the beam-balanced pumping unit

Golia I. Bikbulatova, Sergey L. Sabanov, Tair A. Ganiev, Ivan A. Menshikov,  
Anastasia V. Malysheva\*

**Abstract.** The article discusses the potential of using composite materials in the construction of the beam-balanced pumping unit. Traditionally, these constructions are made from steel with high strength and reliability. However, modern requirements for energy efficiency and cost reduction encourage to active search for alternative solutions. One such solution is the use of composite materials with several significant advantages: low density, high specific strength, corrosion resistance, and the ability to withstand aggressive environments. As an optimal solution, the authors of this article suggest hybrid elements — traverse, connecting rod, and beam. These elements are made from composite profiles with metal inserts in the fastening zones and connected using bonded-bolted joints. Use of hybrid elements ensures both reliable connections and the material's opportunity to interact with different physical and mechanical properties. The article particularly focuses on construction features of metal-composite joints and their potential resistance to bending and tensile loads. The authors further enumerate limitations to the use of composites: high cost, sensitivity to temperature effects, and complexity of repairs. Nevertheless, they consider the combination of composite and metal components as a promising line of development that may enhance the efficiency and durability of equipment in the oil production industry. The article serves as a review of the design phase without a detailed calculation section.

**Keywords:** the beam-balanced pumping unit, rocking machine, composite materials, hybrid construction, bonded-bolted joints

**For citation:** Bikbulatova G. I., Sabanov S. L., Ganiev T. A., Menshikov I. A., Malysheva A. V. The use of composite materials in the elements of the beam-balanced pumping unit. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(1):85–97 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-85-97>

## Введение

В современной нефтедобывающей отрасли особое внимание уделяется повышению эффективности технологического оборудования, сокращению эксплуатационных затрат и увеличению срока службы основных узлов. Одним из таких ключевых компонентов являются балансирующие приводы штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ), обеспечивающие преобразование вращательного движения электродвигателя в возвратно-поступательное движение штанг, необходимое для подъема нефти на поверхность. Традиционно эти приводы изготавливаются из стали, поскольку она имеет высокую прочность, доступна и технологии ее изготовления отработаны. Однако у стальных конструкций есть ряд ограничений, таких как значительная масса и подверженность коррозии при воздействии агрессивных сред, характерных для условий нефтедобычи.

В условиях ужесточающихся требований к энергоэффективности и надежности, а также в стремлении к снижению эксплуатационных издержек возрастает интерес к применению новых материалов, в том числе композитов. Композитные материалы представляют собой сочетание армирующих волокон (углеродных, стеклянных или арамидных) и полимерной матрицы (например, эпоксидной смолы), что обеспечивает высокие прочностные характеристики при значительно меньшей массе [1].

Использование таких материалов в конструкции элементов ШСНУ открывает перспективы для оптимизации их массы, повышения коррозионной стойкости и увеличения ресурса эксплуатации [2]. Особенно актуально исследование возможности применения композитов в наиболее нагруженных элементах привода, где важно не только снизить вес конструкции, но и обеспечить необходимую прочность и надежность соединений, в том числе за счет внедрения клееболтовых технологий.

#### **Объект и методы исследования**

Объектом настоящего исследования выступают три элемента балансирующего привода ШСНУ — траверса, шатун и балансир, который наиболее нагружен. Именно эти элементы входят в состав преобразующего механизма и осуществляют передачу усилия от редуктора и кривошипно-шатунного механизма к головке балансира, а затем — к колонне штанг, обеспечивая эффективную работу насосной установки. На них приходится основные растягивающие и изгибающие нагрузки, обусловленные характером возвратно-поступательного движения и переменной нагрузкой в процессе эксплуатации. Их надежность и прочность критически важны для общей эффективности и ресурса работы всей установки [3].

В рамках исследования изучаются возможность замены традиционно применяемых стальных конструкций на более современные и технологичные элементы из композиционных материалов. Основное внимание уделено анализу перспективности применения гибридных металло-композитных решений с использованием клееболтовых соединений [4]. Такие конструкции предусматривают использование композитных профилей в качестве несущей основы, а также внедрение металлических вставок в зонах соединения, что позволяет объединить достоинства обоих типов материалов: легкость и коррозионную стойкость композитов с прочностными характеристиками металлов на участках соединений.

Методологической основой исследования служит комплексный сравнительный анализ характеристик конструкций из различных материалов. Анализ включает оценку прочности, жесткости, устойчивости к изгибающим и растягивающим нагрузкам, а также работоспособности узлов в условиях вибрационного и ударного воздействия, типичных для работы ШСНУ. Рассматриваются как геометрические параметры композитных профилей, так и свойства применяемых армирующих волокон (углеродных, стеклянных) и полимерной матрицы (эпоксидной смолы), определяющие основные физико-механические показатели материала [5]. Анализируются рабочие условия, в том числе температурные воздействия, химическая агрессивность среды и цикличность нагрузки, с целью выявления ограничений применения композитов в нефтедобывающем оборудовании.

В рамках проектирования предложены новые конструкции траверсы, шатуна и балансира, предусматривающие использование комбинации металла и композита. Как показали аналитические расчеты и

моделирование, простая замена материала без изменения конфигурации элементов привела бы к недостаточной прочности и надежности.

Траверса реализована в виде сборного элемента из двух параллельных композитных швеллеров с интеграцией стальных вставок на концах и в центральной зоне. Такая конфигурация обеспечивает достаточную жесткость и устойчивость конструкции при минимальной массе.

Шатун выполнен из композитного двутаврового профиля с металлическими наконечниками для надежного сопряжения с кривошипом и траверсой.

Балансир выполнен из композитного двутавра, на концевых участках и на месте соединения со стойкой двутавр снабжен двумя металлическими швеллерами, размещенными на проемах между полками. Длина сопрягаемого с двутавром участка швеллера не менее 1,5 высоты двутавра.

Для обеспечения надежности и долговечности соединений между разнородными материалами применена технология клееболтовых соединений, сочетающая преимущества клеевых композиций и механического крепежа. Это решение позволило обеспечить равномерное распределение напряжений в зонах сопряжения и повысить общую надежность конструкции.

### **Результаты**

Применение композитных материалов в конструкции траверсы, шатуна и балансира привода ШСНУ — эффективное и перспективное решение, способствующее модернизации нефтедобывающего оборудования. Одним из важнейших факторов, обуславливающих актуальность данного подхода, является необходимость повышения энергоэффективности, увеличения срока службы элементов и сокращения эксплуатационных расходов. Из анализа конструкций следует, что использование композитов открывает значительный потенциал для улучшения характеристик приводного механизма без потери прочности или надежности.

Перечислим ключевые преимущества задействованных в исследовании композитных материалов.

Во-первых, это низкая плотность. У композитов, используемых в конструкции привода, она в 3–5 раз ниже, чем у традиционной конструкционной стали. Благодаря этому достигается значительное снижение массы конструкции, что особенно важно для подвижных частей оборудования, находящихся в постоянном рабочем цикле. Снижение массы, в свою очередь, уменьшает инерционные нагрузки на вращающиеся и поступательно движущиеся элементы, способствует снижению износа и позволяет облегчить монтаж и демонтаж узлов.

Во-вторых, стоит выделить высокую удельную прочность — соотношение прочности к массе. Несмотря на меньший вес, композитные материалы демонстрируют прочностные характеристики, сопоставимые с металлическими аналогами. В ряде случаев механические свойства, такие как предел прочности на растяжение или изгиб, превышают аналогичные

показатели для стали. Это делает возможным применение композитов в нагруженных участках, где ранее использовались исключительно металлические элементы.

Следующее значительное преимущество — коррозионная стойкость. Композиты устойчивы к воздействию агрессивных сред, характерных для нефтедобычи, таких как сероводород, соленая вода, кислотные или щелочные растворы. Это свойство позволяет существенно увеличить срок службы элементов конструкции в условиях повышенной влажности и химической агрессии, снижая потребность в частом обслуживании, ремонте или замене деталей.

Немаловажным преимуществом выступает снижение энергопотребления. Уменьшение массы элементов приводит к снижению нагрузки на электродвигатель и механические части привода, благодаря чему возможно оптимизировать потребление электроэнергии и повысить общую энергоэффективность установки. В долгосрочной перспективе это может серьезно повлиять на экономические показатели эксплуатации оборудования.

Тем не менее, несмотря на очевидные достоинства, композитные материалы обладают рядом ограничений, которые необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации. Один из основных недостатков — высокая стоимость производства, обусловленная сложностью технологий и стоимостью исходного сырья, в том числе армирующих волокон и полимерных смол [6]. Кроме того, у композитов ограниченная ремонтпригодность и термостойкость — при перегреве возможно снижение механических характеристик, а повреждение структуры нередко требует полной замены элемента. Эти факторы предъявляют повышенные требования к проектировочным расчетам, выбору режима эксплуатации и организации технического обслуживания.

#### *Стеклопластиковый узел без использования металла*

Шатун испытывает напряжения от растяжения-сжатия и изгиба. Исходя из известных свойств конструкционной стали (Сталь 3сп, СЧ 32-14) и стеклопластика проведем сравнительный анализ габаритов и удельной массы узлов.

#### *Шатун, испытывающий растяжение и сжатие*

При динамическом характере нагружения узлов допускаемые напряжения на растяжение и сжатие вдоль волокон составляют

$$[\sigma_{ор}] = m_{дин} \cdot \frac{\sigma_{ор}}{[n]} = 0,35 \cdot \frac{320}{1,8} = 62 \text{ МПа.}$$

Допускаемые напряжения шатуна и ног стоек, изготовленных из стали Ст3сп, составляют

$$[\sigma_c] = \frac{\sigma_T}{[n]} = \frac{245}{1,32} = 186 \text{ МПа.}$$

Отношение площадей сечений узлов из стали и композита равно обратному отношению допускаемых напряжений

$$\frac{F_c}{F_k} = \frac{[\sigma_{op}]}{[\sigma_c]}$$

где  $F_c, F_k$  — площади сечения узла из стали и композита.

Определим относительную площадь сечения узла из композита:

$$F_k = F_c \cdot \frac{[\sigma_c]}{[\sigma_{op}]} = F_c \cdot \frac{186}{62} = 3,0 \cdot F_c.$$

Отношение массы погонного метра узлов из композита и стали составит

$$K_q = \frac{F_k \cdot \rho_k}{F_c \cdot \rho_c} = \frac{3,0 \cdot F_c \cdot 2}{F_c \cdot 7,85} = \frac{3,0 \cdot 2}{7,85} = 0,76,$$

где  $\rho_c = 7,85 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$ ,  $\rho_k = 2 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$  — плотность стали и композита.

Выполнение шатуна композита может привести к снижению массы в 1,32 раза при условии непревышения допускаемых габаритов.

Величина деформации узлов при растяжении и сжатии прямо пропорциональна напряжению и обратно пропорциональна модулю упругости.

Относительная по стали деформация композита

$$K_d = \frac{[\sigma_{op}] \cdot E_c}{[\sigma_c] \cdot E_k} = \frac{62 \cdot 2,1}{186 \cdot 0,23} = 3,04.$$

Фактическая деформация узлов при выполнении их из композита увеличивается в 3,04 раза. Вследствие этого работа упругих сил также возрастает в 3 раза.

#### *Многослойный узел станка-качалки композит-сталь*

Рассмотрим варианты многослойной конструкции узла, в которых средняя часть узла выполнена в виде многослойной конструкции с чередованием металлических слоев и слоев из композита.

При совместной деформации слоев при растяжении — сжатии в стали и композите возникают следующие напряжения:

$$\sigma_c = \varepsilon \cdot E_c \quad \sigma_k = \varepsilon \cdot E_k,$$

где  $E_{кр}$ ;  $E_c$  — модули упругости композита на растяжение и стали;  $\varepsilon$  — относительная деформация стали и композита.

При приложении внешней нагрузки  $T_0$  она воспринимается сечениями металла и композита

$$T_0 = \sigma_c \cdot F_c + \sigma_k \cdot F_k = \varepsilon \cdot E_c \cdot F_c + \varepsilon \cdot E_{кр} \cdot F_k = \varepsilon \cdot (E_c \cdot F_c + E_{кр} \cdot F_k),$$

где  $F_{кc}$ ;  $F_{cc}$  — площади сечений по композиту и стали.

Поскольку отношение модулей упругости стали и композита составляет  $\frac{E_c}{E_k} = \frac{2,1 \cdot 10^5}{0,2310^5} = 9,1$ , то и напряжение в слоях композита будет в 9,1 раз меньше, то есть композитный материал будет сильно недогружен.

*Шатун, испытывающий растяжение — сжатие*

Максимальные напряжения в слоях композита

$$\sigma_{кр} = \sigma_c \cdot \frac{E_{кр}}{E_c} = \sigma_c \cdot \frac{0,23 \cdot 10^5}{2,1 \cdot 10^5} = 0,11 \sigma_c.$$

Для узлов станка-качалки, изготовленных из стали 3сп, допускаемые максимальные напряжения составляют около 186 МПа. Тогда максимальные напряжения в слоях композита составят  $\sigma_{кр} = 20$  МПа.

*Балансир и траверса, испытывающие изгиб*

При одинаковой высоте сечений узла из стали и композита сопрягаемые между собой слои из металла и композита деформируются одновременно.

Учитывая, что модуль упругости композита на изгиб составляет  $E_{ки} = 0,12 \cdot 10^5$  МПа, напряжения в слоях композита при изгибе составят

$$\sigma_{ки} = \sigma_c \cdot \frac{E_{ки}}{E_c} = \sigma_c \cdot \frac{0,12 \cdot 10^5}{2,1 \cdot 10^5} = 0,057 \sigma_c.$$

Таким образом, в результате анализа различных конструкций составных узлов из композита и металла можно сделать следующие выводы:

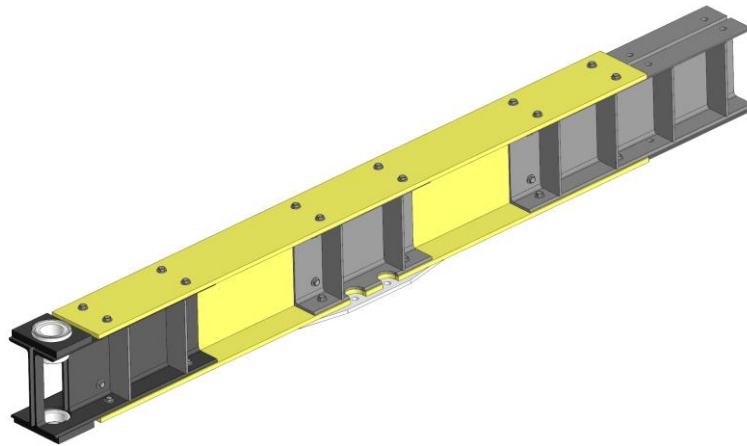
- 1) выполнение узлов составными по всей их длине приводит к существенному увеличению массы при значительной недогруженности композитного слоя;
- 2) с целью ограничения массы узлов и рационального их нагружения основную (среднюю) часть узлов целесообразно выполнить из композита;
- 3) деформация узлов из композита по сравнению со стальными увеличивается приблизительно в 3 раза при условии рациональной нагрузки узлов.

Для подтверждения целесообразности применения композитов в элементах балансирного привода была предложена модифицированная конструкция, выполненная из металло-композитных элементов.

Конструкция металло-композитного балансира (рис. 1) представляет собой композитные двутавры размерами 400×250×20 мм. На концевых участках и в местах соединения со стойкой двутавр был усилен двумя металлическими швеллерами размерами 360×110×12,6×7,5 мм, размещенными на проемах между полками. Соединение двутавра с швеллерами выполнено клееболтовым методом с использованием болтов М16×1,5, что обеспечивает высокую прочность соединений.

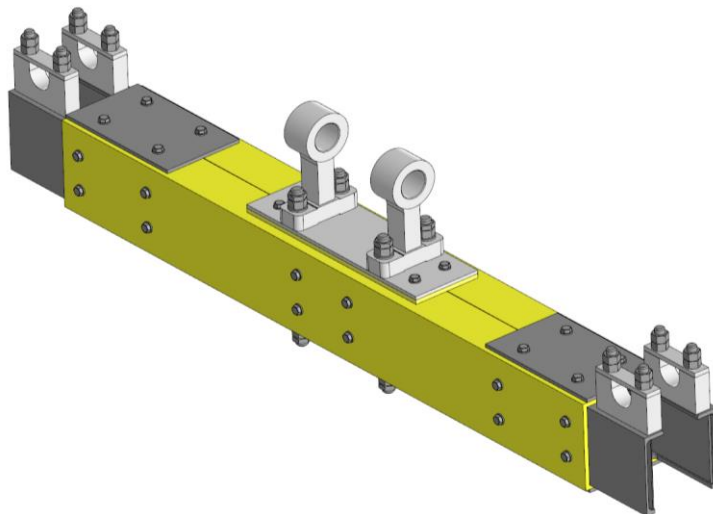
Дополнительно переднее и заднее плечо балансира в средней части были снабжены участками швеллера длиной 80–100 мм для повышения устойчивости полок. В зоне расположения болтов между полками

швеллеров были установлены косынки из листа, что дополнительно повысило прочность соединений и устойчивость конструкции к динамическим нагрузкам.



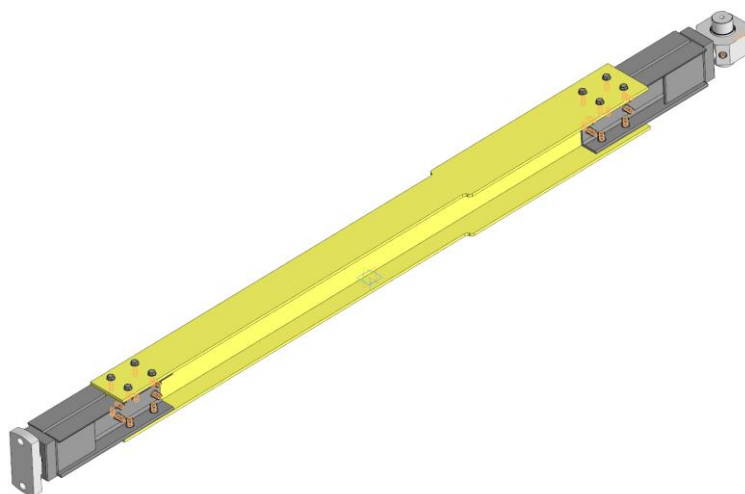
*Рис. 1. Балансир металло-композитный*  
*Fig. 1. A metal-composite balance-beam*

Траверса (рис. 2) представляет собой сборную конструкцию из спаренных композитных швеллеров с интегрированными вставками из стального швеллера, расположенными по концам и в средней части. Такие вставки обеспечивают жесткое и прочное соединение с другими элементами установки. Расчеты показали, что полученная конструкция удовлетворяет требованиям по прочности и жесткости, демонстрируя устойчивость к изгибу и касательным напряжениям.



*Рис. 2. Траверса металло-композитная*  
*Fig. 2. A metal-composite traverse*

Аналогичная методика применена при разработке шатуна (рис. 3). Его основная часть выполнена из композитного двутавра, а по концам установлены вставки из стали, предназначенные для соединения с кривошипом и траверсой. Расчетные исследования подтвердили, что такая конструкция выдерживает растягивающие нагрузки, изменяющиеся в зависимости от положения головки балансира. Были учтены различные рабочие положения и режимы работы, характерные для циклов нагружения в условиях эксплуатации ШСНУ.



*Рис. 3. Шатун металло-композитный*  
*Fig. 3. A metal-composite connecting rod*

Для обеспечения надежности соединения металлических и композитных элементов применены клеболтовые соединения, сочетающие преимущества клеевых составов и механических креплений. Такая компоновка обеспечивает равномерное распределение напряжений, минимизирует риск разрушения в местах стыков и позволяет компенсировать разницу в тепловом расширении между материалами. Кроме того, клеболтовые соединения демонстрируют устойчивость к вибрационным и ударным нагрузкам, что критически важно для непрерывной работы оборудования в тяжелых условиях.

В результате проведенного анализа можно утверждать, что использование композитных материалов в конструкции траверсы, шатуна и балансира привода ШСНУ позволяет одновременно улучшить эксплуатационные характеристики оборудования, снизить его массу и энергопотребление, повысить долговечность при работе в агрессивных средах. Несмотря на наличие определенных технологических ограничений, предложенное решение выступает перспективным направлением развития нефтедобывающих установок с акцентом на инновационные и ресурсосберегающие технологии.

## **Выводы**

Проведенное исследование подтвердило высокую перспективность применения композитных материалов в конструкции элементов балансирного привода штанговых скважинных насосных установок. Предложенные варианты гибридных конструкций, выполненных с использованием композитных профилей и металлических вставок, продемонстрировали высокие показатели прочности, жесткости и надежности, благодаря чему можно рассматривать их как эффективную альтернативу традиционным стальным аналогам.

Модернизированная траверса из спаренных композитных швеллеров с интегрированными металлическими вставками демонстрирует устойчивость к изгибающим и касательным нагрузкам, возникающим в процессе работы механизма. Такая конструкция позволяет достичь оптимального распределения напряжений, при этом значительно снижая массу элемента, что особенно важно для повышения энергоэффективности и уменьшения износа сопряженных деталей. Аналогично композитный шатун с металлическими концевыми вставками показывает высокую устойчивость к переменным растягивающим нагрузкам, образующимся в условиях циклической работы. Подобная реализация делает возможным сохранение требуемых характеристик надежности даже при длительной эксплуатации в агрессивных средах, характерных для нефтедобычи.

К ключевым преимуществам композитных материалов в этих условиях относятся их низкая плотность, высокая удельная прочность, коррозионная стойкость и возможность работы в агрессивной среде. Существенное снижение массы конструкции не только облегчает монтаж и демонтаж, но и позволяет уменьшить инерционные нагрузки, тем самым снижая уровень вибраций, энергопотребление и общий износ оборудования.

Однако необходимо учитывать и ряд ограничений, связанных с применением композитов. В частности, высокая стоимость, сложность в ремонте и чувствительность к термическому воздействию требуют более внимательного подхода на этапе проектирования и эксплуатации. Точные инженерные расчеты, в том числе напряженно-деформированного состояния и устойчивости элементов, моделирование поведения конструкции в различных режимах остаются актуальной задачей для последующих этапов работы. Кроме того, необходимо провести экспериментальные исследования проверки работоспособности предложенных конструкций в реальных условиях эксплуатации.

В перспективе возможно развитие концепции гибридных конструкций, в которых композиты будут сочетаться с металлом таким образом, чтобы каждый материал использовался в наиболее подходящих условиях. К примеру, сталь может быть задействована в зонах с высокими ударными или температурными нагрузками, в то время как композиты —

в участках, подверженных коррозии или требующих снижения веса. Этот подход позволит более полно реализовать потенциал обоих материалов, повысить эффективность и долговечность оборудования, а также сократить эксплуатационные издержки.

Таким образом, представленное в статье конструктивное решение траверсы, шатуна и балансира на основе композитных материалов с использованием клееболтовых соединений не только отвечает современным требованиям к прочности и надежности, но и открывает возможности для совершенствования нефтедобывающего оборудования. Это направление видится крайне актуальным и перспективным и требует дальнейшего научно-практического изучения и промышленной апробации.

#### **Вклад авторов**

*Бикбулатова Г. И.*: концептуализация исследования; проведение эксперимента; валидация данных; администрирование проекта; общее руководство.

*Сабанов С. Л.*: разработка методологии; формальный анализ данных; написание первоначального текста (черновика).

*Ганиев Т. А.*: концептуализация исследования; проведение эксперимента; валидация данных; администрирование проекта.

*Меньшиков И. А.*: концептуализация идеи; разработка методологии; проведение исследования.

*Мальшева А. В.*: курирование данных; редактирование и доработка текста; администрирование проекта.

Все авторы приняли участие в обсуждении результатов и утверждении финальной версии рукописи.

#### **Author contributions**

*Golia I. Bikbulatova*: conceptualization; experiment; data validation; project administration; general supervision.

*Sergey L. Sabanov*: methodology; formal analysis; writing – original draft.

*Tair A. Ganiev*: conceptualization; experiment; data validation; project administration.

*Ivan A. Menshikov*: conceptualization; methodology, study.

*Anastasia V. Malysheva*: data curation; editing and revising; project administration.

All authors participated in the discussion of the results and approval of the final manuscript version.

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Conflict of interests.** The authors declare no conflicts of interest.

#### **Список источников**

1. Кулик В. И., Нилов А. С. *Композиционные материалы. Классификация, технологии, опыт применения.* Москва: Инфра-Инженерия; 2024. 428 с.

2. Степанова В. Ф., Степанов А. Ю., Жирков Е. П. *Арматура композитная полимерная.* Москва: Бумажник; 2013. 200 с.

3. Арсланов Р. И., Бикбулатова Г. И., Галеев А. С., Ермилов П. П., Сабанов С. Л., Сулейманов Р. Н. *Вопросы эффективности эксплуатации промышленного оборудования.* Уфа: Изд-во УГНТУ; 2017. 84 с.

4. Соловьев В. Г., Коровяков В. Ф., Ларсен О. А., Гальцева Н. А. *Композиционные материалы в строительстве*. Москва: МИСИ–МГСУ; 2020. 85 с.
5. Шевченко В. Г. *Основы физики полимерных композиционных материалов*. Москва: МГУ; 2010. 99 с.
6. Гутников С. И., Лазорьяк Б. И., Селезнев А. Н. *Стекланные волокна*. Москва: МГУ; 2010. 53 с.

#### **References**

1. Kulik V. I., Nilov A. S. *Composite materials. Classification, technologies, application experience*. Moscow: Infra-Engineering; 2024. (In Russ.).
2. Stepanova V. F., Stepanov A. Yu., Zhirkov E. P. *Composite polymer reinforcement*. Moscow: Wallet; 2013. (In Russ.).
3. Arslanov R. I., Bikbulatova G. I., Galeev A. S., Ermilov P. P., Sabanov S. L., Suleymanov R. N. *Issues of efficiency of operation of fishing equipment*. Ufa: USNTU Publishing House; 2017. 84 p. (In Russ.).
4. Solovyov V. G., Korovyakov V. F., Larsen O. A., Galtseva N. A. *Composite materials in construction*. Moscow: MISI – MGSU; 2020. (In Russ.).
5. Shevchenko V. G. *Fundamentals of physics of polymer composite materials*. Moscow: Moscow State University; 2010. (In Russ.).
6. Gutnikov S. I., Lazoryak B. I., Seleznev A. N. *Glass fibers*. Moscow: Moscow State University; 2010. 53 p. (In Russ.).

#### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Бикбулатова Голия Ильдусовна**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, bikbulatovagi@agni-rt.ru

**Сабанов Сергей Леонидович**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, s.sabanov@agni-rt.ru

**Ганиев Таир Айратович**, руководитель группы 3D сканирования специального конструкторско-технологического бюро, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, t.ganievt@agni-rt.ru

**Golia I. Bikbulatova**, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Mechanical Engineering Technology, Almeteyevsk State Technological University "Petroleum Higher School" bikbulatovagi@agni-rt.ru

**Sergey L. Sabanov**, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Mechanical Engineering Technology, Almeteyevsk State Technological University "Petroleum Higher School", Almeteyevsk, s.sabanov@agni-rt.ru

**Tair A. Ganiev**, Head of the 3D Scanning Group of the Special Design and Technology Bureau, Almeteyevsk State Technological University "Petroleum Higher School", Almeteyevsk, t.ganievt@agni-rt.ru

**Меньшиков Иван Александрович**, инженер СКТБ, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, [i.menshikov@agni-rt.ru](mailto:i.menshikov@agni-rt.ru)

**Малышева Анастасия Владимировна**, студент, член рабочей группы 3D сканирования специального конструкторско-технологического бюро, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, [nastyamalysheva9566@gmail.com](mailto:nastyamalysheva9566@gmail.com)

**Ivan A. Menshikov**, Engineer SKTB, Almeteyvsk State Technological University "Petroleum Higher School", [i.menshikov@agni-rt.ru](mailto:i.menshikov@agni-rt.ru)

**Anastasia V. Malysheva**, Student, Member of the 3D Scanning Working Group of the Special Design and Technology Bureau, Almeteyvsk State Technological University "Petroleum Higher School", Almeteyvsk

*Поступила в редакцию / Received 27.08.2025*

*Поступила после рецензирования / Revised 23.09.2025*

*Принята к публикации / Accepted 29.09.2025*



## Расчет конструкции свайного фундамента резервуара с учетом карстовой опасности

П. В. Чепур<sup>1\*</sup>, А. В. Дмитриев<sup>1</sup>, А. А. Колядко<sup>2</sup>, А. А. Тарасенко<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

<sup>2</sup>Филиал Тюменского индустриального университета в г. Сургуте, Сургут, Российская Федерация

\*[chepur\\_p\\_v@mail.ru](mailto:chepur_p_v@mail.ru)

**Аннотация.** В статье изучены вопросы расчетного обоснования проектных решений в части выполнения требований механической безопасности вертикального стального резервуара, проектируемого к возведению на территории, опасной в карстово-суффозионном отношении. Объект исследования — система «основание — фундамент — резервуар», напряженно-деформированное состояние которой рассматривается при локальном формировании карстовой воронки. Расчеты выполнены методом конечных элементов в программных комплексах SCAD и ЛИРА-СОФТ для двух вариантов расположения карстового провала. Методика исследования основана на моделировании напряженно-деформированного состояния объекта с учетом инженерно-геологических условий площадки строительства и сравнительном анализе результатов, полученных в независимых расчетных средах. Установлено, что параметры напряженно-деформированного состояния не превышают предельных значений, что подтверждает выполнение условий несущей и деформационной способности. Расхождения между результатами расчетов в альтернативных программных комплексах составляют до 3,27 % по деформациям и до 13,6 % по усилиям, что не изменяет реального механизма работы конструкции. Предложены критерии допустимых расхождений результатов и обоснована необходимость применения как минимум двух альтернативных программных комплексов при расчетном обосновании конструктивных решений для объектов повышенного уровня ответственности.

**Ключевые слова:** резервуар, напряженно-деформированное состояние, свайный фундамент, карстовая опасность, SCAD, ЛИРА-СОФТ

**Для цитирования:** Чепур П. В., Дмитриев А. В., Колядко А. А., Тарасенко А. А. Расчет конструкции свайного фундамента резервуара с учетом карстовой опасности. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):98–112. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-98-112> EDN: VSCBSB

## Calculation of the tank pile foundation structure, considering karst hazards

Petr V. Chepur<sup>1\*</sup>, Andrei V. Dmitriev<sup>1</sup>, Alesya A. Kolyadko<sup>2</sup>, Alexander A. Tarasenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup>Branch of IUT in Surgut, Surgut, Russian Federation

\*[chepur\\_p\\_v@mail.ru](mailto:chepur_p_v@mail.ru)

**Abstract.** The article examines issues of design justification for engineering solutions related to mechanical safety requirements for a vertical steel tank planned for construction in an area with karst and suffusion hazards. The object of the study is the "base-foundation-tank" system, whose stress-strain state the authors analyzes under local formation of a karst sinkhole. The article per-

formed finite element calculations using SCAD and LIRA-SOFT software for two potential locations of the karst collapse. The study methodology relies on numerical modelling of the stress-strain state of the object, considering the engineering and geological conditions at the construction site, as well as on comparative analysis of results obtained in independent calculation environments. The study found that the stress-strain parameters remain within allowable limits, confirming compliance with bearing capacity and deformation requirements. Differences in results from the alternative software packages vary by up to 3.27% for deformations and up to 13.6% for internal forces. However, these discrepancies do not significantly affect the actual structural behavior. The article proposes criteria for acceptable discrepancies and advocates for the use of at least two independent software packages when justifying designs for structures with a high level of responsibility.

**Keywords:** tank, stress-strain state, pile foundation, karst hazard, SCAD, LIRA-SOFT

**For citation:** Chepur P. V., Dmitriev A. V., Kolyadko A. A., Tarasenko A. A. Calculation of the tank pile foundation structure, considering karst hazards. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(1):98–112. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-98-112>

### **Введение**

В соответствии с требованиями Федерального закона № 384-ФЗ<sup>1</sup> конструктивные решения, представленные в проектной документации сооружения, подлежат обоснованию в части выполнения требований механической безопасности объекта [1, 2]. Такое обоснование выполняется посредством расчетов, подтверждающих, что на этапах строительства и эксплуатации объекта его строительные конструкции, элементы основания и фундаменты не достигнут предельного состояния по прочности и устойчивости при заданных сочетаниях одновременного действия проектных нагрузок и воздействий<sup>2,3</sup> [3–6].

Для объектов повышенного уровня ответственности, к числу которых относятся крупногабаритные вертикальные стальные резервуары для хранения нефти<sup>4</sup> [7–10], в инженерной практике и в рамках научно-технического сопровождения проектных работ принято проводить независимую проверку обоснования посредством выполнения подтверждающих расчетов в двух альтернативных программных комплексах [11]. Этот подход обеспечивает верификацию получаемых результатов и повышает надежность обоснования итоговых проектных решений [12–14].

Востребованность такого подхода существенно возрастает при строительстве объектов в условиях карстовой опасности [15–17], характеризующейся высокой вероятностью развития локальных просадок, формированием провалов и резким изменением напряженно-деформированного состояния (НДС) сооружения. В таких условиях использование традиционных расчетных схем, не учитывающих возможность локальной потери несущей способности основания, может приводить к недооценке действующих усилий и деформаций в элементах фундамента и надземных конструкциях.

В связи с этим при проектировании и расчетном обосновании фундаментов РВС требуется выполнять моделирование неблагоприятных сценариев развития карстовых явлений и анализ их влияния на работу систе-

<sup>1</sup> Федеральный закон № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» 23 декабря 2009 года. URL: <https://clck.ru/3RFdjK> (дата обращения 07.10.2025)

<sup>2</sup> СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия». <https://clck.ru/3RFdoj> (дата обращения 07.10.2025)

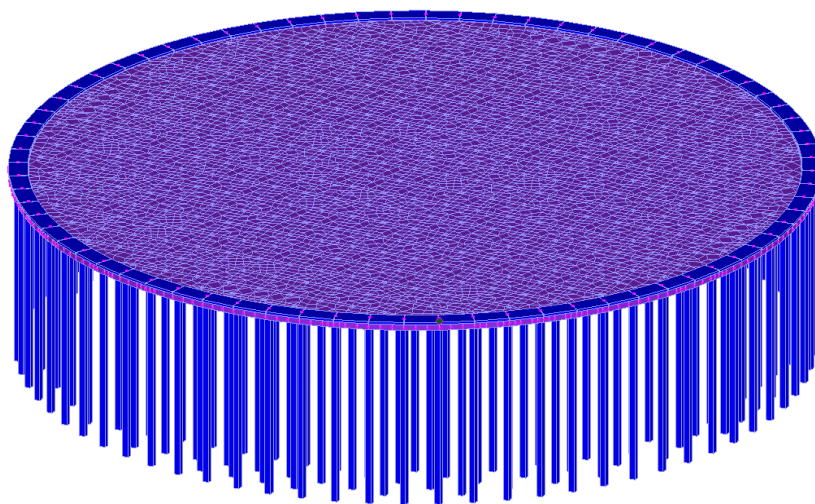
<sup>3</sup> СП 296.1325800.2017 «Здания и сооружения. Особые воздействия». URL: <https://clck.ru/3RFdwh>

<sup>4</sup> ГОСТ 31385-2023 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия». URL: <https://clck.ru/3RFe4A> (дата обращения 08.10.2025)

мы «основание — фундамент — сооружение» [18–20]. Ключевым фактором обеспечения эксплуатационной надежности объекта в указанных условиях является разработка адекватной расчетной модели [21, 22], позволяющей достоверно оценить влияние карстовых деформаций грунта на НДС сооружения. В таких случаях выполнение расчетов в альтернативных программных комплексах приобретает особую практическую значимость, так как дает возможность оценить надежность получаемых результатов и подтвердить обоснованность принятых конструктивных решений. Сложность инженерно-геологических условий [23, 24] и повышенные требования к уровню обоснованности проектных решений также делают необходимым применение независимых расчетных методик. В статье рассматривается пример реализации такого подхода при выполнении проверочного расчета вертикального стального резервуара с понтоном (РВСП), планируемого к возведению в зоне возможного карстового провала.

### **Объект, методы исследования и результаты**

Объект исследования — вертикальный стальной резервуар с понтоном объемом 20 000 м<sup>3</sup>, имеющий внутренний диаметр 45,6 м и высоту 12 м, проектируемый к сооружению на свайном фундаменте (рис. 1).



*Рис. 1. Общий вид свайного фундамента РВСП-20000  
Fig. 1. General view of the pile foundation VSTP-20000*

Свайный фундамент состоит из бетонного опорного кольца шириной 1 м и высотой 0,15 м, имеющего наружный 46,4 м и внутренний диаметр 44,4 м, а также из армированной бетонной плиты диаметром 46,62 м и высотой 0,4 м, обеспечивающей равномерное распределение нагрузок на

свайное поле<sup>5</sup>. Свайное поле состоит из 461 сваи квадратного сечения 35x35 см и высотой 12 м, расположенных с шагом 2 м.

По результатам инженерно-геологических изысканий на территории предполагаемого строительства резервуара выявлено развитие опасных карстово-суффозионных процессов, которые могут негативно повлиять на возведение и дальнейшую эксплуатацию объекта<sup>6</sup> [25, 26]. Территория строительства резервуара относится к участкам опасной и потенциально опасной категорий в карстово-суффозионном отношении<sup>7</sup> [27].

Расчетное обоснование конструктивных решений выполнено в сертифицированных программных комплексах SCAD и ЛИРА-СОФТ, реализующих метод конечных элементов и широко применяемых в инженерной практике для анализа НДС строительных конструкций и оснований [28]. Расчетные схемы, принятые в указанных программных комплексах, идентичны, что обеспечивает корректную сопоставимость получаемых результатов.

При разработке численных моделей грунтовое основание было смоделировано расчетными грунтовыми элементами (РГЭ) [29–31], соответствующими данным инженерно-геологических изысканий:

- РГЭ 1 — насыпной грунт мощностью 8 м с модулем деформации 29,4 МПа;
- РГЭ 2 — глина легкая полутвердая с примесью органического вещества мощностью 7,8 м с модулем деформации 24 МПа;
- РГЭ 3 — глина легкая твердая, слабонабухающая, известковистая, неразмокающая мощностью 14 м с модулем деформации 32,6 МПа;
- РГЭ 4 — мергель глинистый, ненабухающий, известковый, быстроразмокаемый мощностью 4 м с модулем деформации 26,3 МПа.

Сбор и классификация нагрузок, использованных в расчетах, выполнены в соответствии с СП 20.13330.2016 и представлены в таблице 1, коэффициент надежности по ответственности сооружения  $\gamma_n = 1,1$ .

Учет ветрового воздействия не производился, так как суммарный эффект ветровой нагрузки приводит к снижению вертикальных усилий, передаваемых на основание, вследствие преобладающего разгружающего действия ветрового отсоса на крышу резервуара по сравнению с опрокидывающим моментом от ветрового давления на стенку.

Расчеты выполнены для двух случаев расположения карстовой воронки — по краю и в центральной части ростверка. На основании опыта наблюдений за развитием карстовых провалов на территории, планируемой для строительства РВСП, и с учетом сложившейся инженерной практики назначения расчетных параметров [32] диаметр карстовой воронки в расчетных моделях принят равным 3,2 м.

---

<sup>5</sup> СП 24.13330.2021 «Свайные фундаменты». URL: <https://clck.ru/3RFeGJ> (дата обращения 22.10.2025)

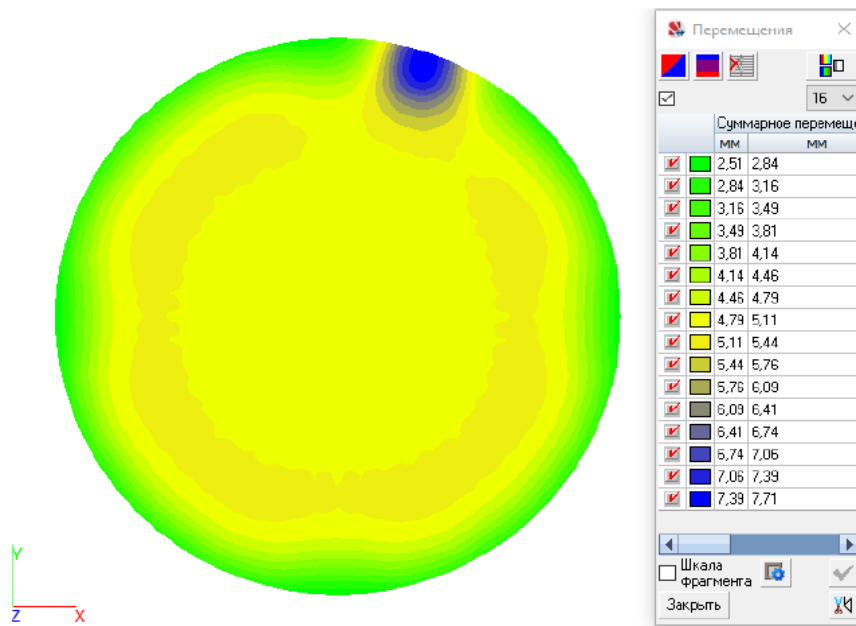
<sup>6</sup> СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения». URL: <https://clck.ru/3RFeQP> (дата обращения 22.10.2025)

<sup>7</sup> СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений». URL: <https://clck.ru/3RFeVA> (дата обращения 22.10.2025)

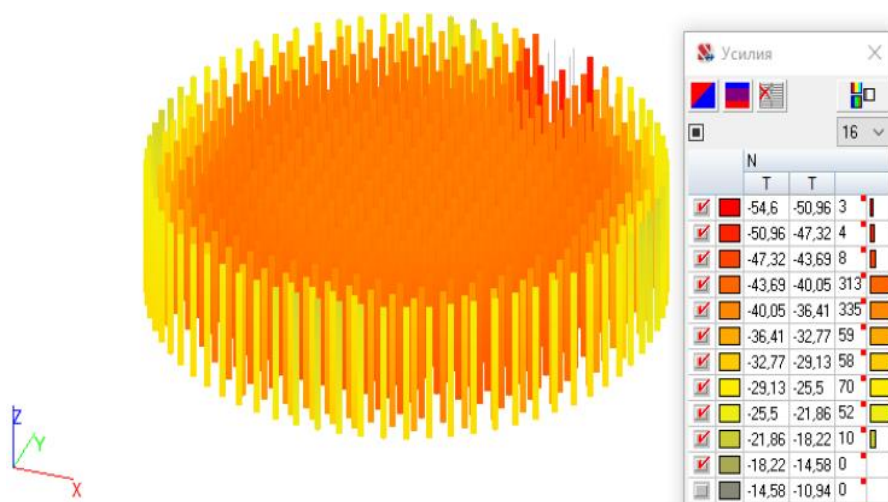
По завершении расчетов в программных комплексах SCAD и ЛИРА-СОФТ были получены эпюры перемещений (рис. 2, 4) и внутренних усилий (рис. 3, 5), возникающих в сваях, на основании которых проведен анализ НДС фундамента.

*Таблица 1. Нагрузки, учитываемые в расчетной схеме*  
**Table 1. Loads taken into account in the calculation scheme**

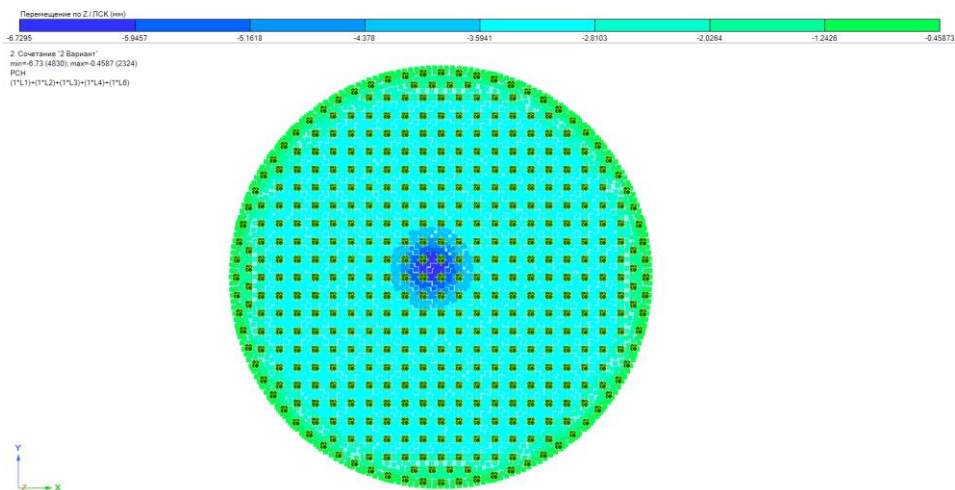
Наименование нагрузки	Нормативная нагрузка, МН	Коэффициент надежности $\gamma_n$	Коэффициенты сочетаний $\psi$	
			основное сочетание	особое сочетание (карсты)
<b>Постоянная нагрузка</b>				
Собственный вес конструкций рост-верка	17,6	1,1	1	0,9
Вес засыпки под днищем	2,97	1,3	1	0,9
Собственный вес резервуара	4,24	1,05	1	0,9
Вес теплоизоляции	3,27	1,3	1	0,9
Вес материалопроводов	0,07	1,1	1	0,9
<b>Временная длительная нагрузка</b>				
Вес заполнителя при эксплуатации	149,15	1,1	1	0,8
Вес заполнителя при испытании	168,58	1	1	0,8
Вес от площадок обслуживания	0,19	1,2	1	0,8
Вес от другого оборудования	0,02	1,1	1	0,8
<b>Кратковременная нагрузка</b>				
Снеговая на 1 м <sup>2</sup>	0,032	1,1	1	0,5



**Рис. 2.** Эюра перемещений фундамента при карстовом провале по краю ростверка (ПК SCAD)  
**Fig. 2.** Foundation displacement diagram for a karst sinkhole along the edge of the pile cap (SCAD PC)

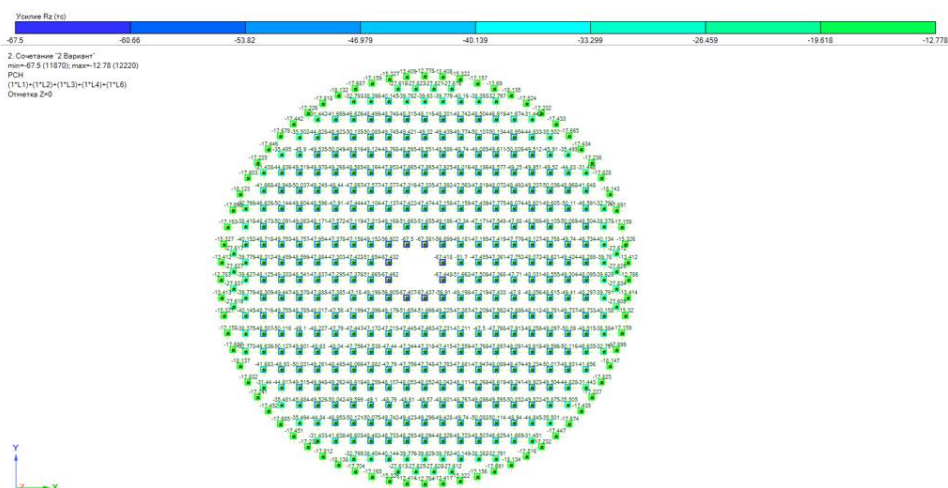


**Рис. 3.** Эюра усилий, возникающих в сваях, при карстовом провале по краю ростверка (ПК SCAD)  
**Fig. 3.** Diagram of forces arising in piles during karst failure along the edge of the pile cap (SCAD PC)



**Рис. 4.** Эпюра перемещений фундамента при карстовом провале по центру ростверка (ПК ЛИРА-СОФТ)

**Fig. 4.** Foundation displacement diagram for karst sinkhole in the center of the pile cap (LIRA-SOFT PC)



**Рис. 5.** Эпюра усилий, возникающих в сваях, при карстовом провале по центру ростверка (ПК ЛИРА-СОФТ)

**Fig. 5.** Diagram of forces arising in piles during karst failure in the center of the pile cap (LIRA-SOFT PC)

Результаты расчетов показали, что при расположении провала по краю ростверка максимальные перемещения составляют 7,71 мм (SCAD) и 4,44 мм (ЛИРА-СОФТ), а максимальные усилия в сваях — 0,54 МН и 0,59 МН соответственно. При центральном расположении карстового провала отмечается рост расчетных параметров. Так, максимальные перемещения увеличиваются до 8,79 мм (SCAD) и 6,73 мм (ЛИРА-СОФТ), а мак-

симальные усилия в сваях — до 0,56 МН и 0,66 МН соответственно. Полученные значения сопоставлены с предельными, регламентируемыми СП 22.13330.2016, согласно которым максимально допустимая осадка свайного фундамента составляет 100 мм, а максимально допустимая нагрузка на одну сваю — 0,75 МН. Так как расчетные значения не превышают предельно допустимые, свайный фундамент резервуара сохраняет достаточную несущую и деформационную способность при моделируемых вариантах локального разрушения грунтового основания.

Анализ результатов, полученных в программных комплексах SCAD и ЛИРА-СОФТ, показал, что модели демонстрируют согласованный характер изменения НДС свайного фундамента РВСП. Несмотря на идентичность расчетных схем, отмечаются расхождения величин перемещений до 3,27 %, а усилий в сваях — до 13,6 %, что свидетельствует о частичной чувствительности результатов к используемому программному обеспечению и реализованным в нем алгоритмам численного анализа.

Так как в отечественной нормативно-технической базе отсутствуют регламентированные значения допустимых расхождений при сравнении результатов расчетов, выполненных в независимых программных комплексах, их целесообразно определить на основании требований действующих нормативных документов и опыта научно-технического сопровождения проектов. В статье предлагается принять следующие пороговые значения: для деформационных параметров (осадок и перемещений) — 10 %, для силовых факторов (усилий в элементах) — 15 %. Эти значения обоснованы следующими положениями:

- согласно СП 22.13330.2016 допускается применение расчетных моделей с различной степенью детализации и дискретизации, вызывающей вариативность результатов в пределах инженерной точности;
- в соответствии с ФЗ № 384 расчетные методы должны обеспечивать подтверждение выполнения требований механической безопасности с учетом допускаемых погрешностей используемых расчетных моделей;
- для метода конечных элементов значение 10 % соответствует типовой погрешности аппроксимации расчетной модели, обусловленной различиями в моделях грунтовой среды, контактных условиях «свая-грунт» и выбранных параметрах дискретизации;
- усилия в элементах конструкций характеризуются повышенной чувствительностью к особенностям моделирования, включая реализацию контактных задач и выбор жесткостных характеристик, вследствие чего целесообразно принятие повышенного порогового значения 15 % для силовых характеристик;

- расхождения в пределах указанных значений не приводят к изменению качественной картины НДС и, следовательно, не влияют на итоговую инженерную оценку работоспособности конструкции.

Таким образом, выявленные расхождения не оказывают существенного влияния на выводы о безопасности и надежности проектных решений. Полученные расхождения подтверждают целесообразность применения независимых расчетных программ для повышения надежности расчетного обоснования проектных решений в условиях карстовой опасности. Проведение расчетов как минимум в двух альтернативных программных комплексах следует рассматривать не только как инструмент верификации, но и как обязательную меру повышения надежности расчетного обоснования проектных решений для сооружений повышенного уровня ответственности.

### **Выводы**

Численное моделирование работы свайного фундамента РВСП-20000 в условиях локального формирования карстовой воронки показало, что параметры НДС конструкции не превышают предельных значений, что свидетельствует о выполнении требований по несущей и деформационной способности.

Результаты расчетов, выполненные в программных комплексах SCAD и ЛИРА-СОФТ, подтверждают адекватность расчетных моделей и обладают достаточной точностью. Из сравнительного анализа следует, что полученные результаты согласуются между собой, а различия незначительны и не влияют на выводы о соответствии конструктивных решений требованиям механической безопасности.

Использование не менее двух альтернативных программных комплексов при выполнении расчетов позволяет повысить надежность расчетного обоснования проектных решений и учесть методическую неопределенность вычислительных алгоритмов. Полученные результаты подтверждают целесообразность и необходимость проведения независимых расчетных проверок как элемента обеспечения механической безопасности технически сложных и ответственных сооружений, в особенности при проектировании объектов, размещаемых в зонах геотехнических рисков.

### **Вклад авторов**

*Чепур П. В.*: концептуализация; написание статьи; научное редактирование текста; ответы на замечания.

*Дмитриев А. В.*: разработка численных моделей; научное редактирование текста.

*Колядко А. А.*: концептуализация; написание статьи; научное редактирование текста; ответы на замечания.

*Тарасенко А. А.*: написание статьи; научное редактирование текста; ответы на замечания.

### Author contributions

*Petr V. Chepur*: conceptualization; writing; scientific editing; responses to comments.

*Andrei V. Dmitriev*: development of numerical model; scientific editing.

*Alesya A. Kolyadko*: conceptualization; writing; scientific editing; responses to comments.

*Alexander A. Tarasenko*: writing; scientific editing; responses to comments.

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Conflict of interests.** The authors declare no conflicts of interest.

### Список источников

1. Горбань Н. Н., Иванец В. К., Васильев Г. Г., Леонович И. А. Перспективы параметрического нормирования механической безопасности зданий и сооружений в нефтегазовом комплексе. *Нефтяное хозяйство*. 2024;(9):137–143. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-9-137-143>
2. Горбань Н. Н., Васильев Г. Г., Леонович И. А. Задачи формирования параметрической системы обеспечения комплексной безопасности резервуарных парков морских терминалов. *Нефтяное хозяйство*. 2024;(1):90–97. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-1-90-97>
3. Баязитов М. И., Бердин В. К., Кузеев И. Р., Тляшева Р. Р. Оценка напряженно-деформированного состояния вертикальных резервуаров с нефтепродуктами с учетом внештатных ситуаций. *Нефтегазовое дело*. 2022;(4):21–45. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2022-4-21-45>
4. Сердаров И. И., Хайрудинова С. С. Моделирование и анализ НДС стального цилиндрического резервуара под воздействием рабочих нагрузок. *Студенческий вестник*. 2019;(23-5):70–75.
5. Тарасенко А. А., Чепур П. В., Грученкова А. А. *Исследование закономерностей развития неравномерных осадок резервуаров численными методами*. Новосибирск: Наука; 2017. 172 с.
6. Тарасенко А. А., Чепур П. В., Грученкова А. А. Оценка технического состояния резервуаров с недопустимыми геометрическими несовершенствами формы стенки. *Нефтяное хозяйство*. 2017;(6):118–121. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-6-118-121>
7. Карпунин В. Г. Прочность и долговечность вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов при неравномерной осадке фундамента. *Оригинальные исследования*. 2022;(12-9):127–138.
8. Рейзмунт Е. М., Доронин С. В. Моделирование сценариев повреждения резервуара при осадке основания. *Diagnostics, resource and mechanics of materials and structures*. 2018;(4):23–33. <https://doi.org/10.17804/2410-9908.2018.4.023-033>
9. Чепур П. В., Тарасенко А. А. Особенности деформирования крупногабаритных резервуаров со стационарной крышей при неосесимметричном воздействии ветровой нагрузки. *Фундаментальные исследования*. 2015;(12-1):97–102.
10. Tarasenko A. A., Kononov P. A., Zekhniev F. F., Chepur P. V., Tarasenko D. A. Effects of nonuniform settlement of the outer bottom perimeter of a large tank on its stress-strain state. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. 2017;(53-6):405–411. <https://doi.org/10.1007/s11204-017-9420-1>

11. Гарькин И. Н., Гарькина И. А. *Техническая экспертиза зданий и сооружений*. Москва: Перо; 2021. 128 с.
12. Тарасенко А. А., Чепур П. В., Грученкова А. А. Определение действующих напряжений в полотнищах днищ резервуаров отечественных типоразмеров при локальных просадках оснований. *Фундаментальные исследования*. 2015; (2-8): 1665–1670.
13. Tarasenko A., Chepur P., Gruchenkova A. Determining deformations of the central part of a vertical steel tank in the presence of the subsoil base inhomogeneity zones. In: *AIP Conference Proceedings*. 2016;(1772-1):060011. <https://doi.org/10.1063/1.4964591>
14. Нуриев М. И., Порываев И. А., Авренюк А. Н., Сабиров Р. А., Потешкин П. В. Исследование влияния хлопунгов на напряженно-деформированное состояние конструкций резервуаров. *Нефтегазовое дело*. 2022;(2-20):94–101. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-2-94-101>
15. Колесов И. Д. Проектирование в условиях карста. *Машиностроение и безопасность жизнедеятельности*. 2025;(1-51):33–38.
16. Вознесенский Е. А. Распространение и прогноз развития опасных геологических процессов на территории России. *Вестник Российской академии наук*. 2024; (94-8):749–759. <https://doi.org/10.31857/S0869587324080061>
17. Дробинина Е. В., Катаев В. Н. Изучение изменчивости физико-механических свойств перекрывающих отложений в карстологическом прогнозе. *Ученые записки крымского федерального университета имени В. И. Вернадского. География. Геология*. 2021;(7-2):316–330.
18. Сорокина М. Н., Землеруб Л. Е., Терегулов М. Р. Монолитный сегментно-сферический фундамент для крупногабаритных РВС, оснащенный системой определения и предотвращения просадки грунта. *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2024;(3-4):56–60. <https://doi.org/10.24412/0131-4270-2024-3-4-56-60>
19. Семин А. С., Татьянников Д. А. Анализ методов устройства фундаментов на слабых основаниях для стальных вертикальных резервуаров. *Современные технологии в строительстве. Теория и практика*. 2020;(2):391–398.
20. Полищук А. И., Шмидт О. А. Развитие метода расчета осадок кольцевых свайных фундаментов резервуаров. *Основания, фундаменты и механика грунтов*. 2021;(5):2–7.
21. Тарасенко А. А., Чепур П. В. Особенности совместной работы кольцевого фундамента и грунтового основания при наличии зон неоднородности. *Основания, фундаменты и механика грунтов*. 2016;(4):9–3.
22. Кардапольцев А. В., Каравайченко М. Г. Численное моделирование ребристо-кольцевой купольной крыши вертикального резервуара для хранения СПГ. *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2021;(1):24–29. <https://doi.org/10.24412/0131-4270-2021-1-24-29>
23. Урманова А. Р., Султанмагомедов Т. С., Байкова Л. Р., Давлетбаева А. Р. Анализ напряженно-деформированного состояния резервуара при развитии осадок вследствие оттаивания мерзлого грунта. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2025;(11-336):44–54. <https://doi.org/10.18799/24131830/2025/11/4898>

24. Давлетбаева А. Р., Султанмагомедов Т. С. Моделирование деформаций свайных фундаментов шаровых резервуаров при сезонном оттаивании вечной мерзлоты. *Материалы XIX Международной научно-практической конференции, приуроченной к 95-летию со дня рождения профессора В. Ф. Новоселова и к 15-летию со дня образования ООО "НИИ Транснефть"*, 2024. С. 233–235.
25. Шейнин В. И. К проблеме обнаружения и определения размеров подземных карстовых полостей. *Инженерные изыскания*. 2022;(3-16):34–44.
26. Кислицын Д. И., Боковая П. М., Жильцов И. С. Метод раннего обнаружения карстового провала под строительным объектом. *Приволжский научный журнал*. 2023;(2-66):81–87.
27. Китаева М. А., Дробинина Е. В. Опыт проведения карстологического районирования территории проектирования линейного сооружения. *Спелеология и спелеология*. 2023;(2):21–25.
28. Мущанов В. Ф., Цепляев М. Н., Зубенко А. В. Варианты конечно-элементного моделирования элементов вертикальных цилиндрических резервуаров. *Журнал теоретической и прикладной механики*. 2020;(2-71):37–48.
29. Мосолов Г. В., Солдатов М. В., Димов И. Л. Применение численной модели грунта с двойным упрочнением и учетом малых деформаций для расчета осадок резервуаров. *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2024;(1-14):8–20. <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2024-14-1-8-20>
30. Котов П. И., Роман Л. Т., Царапов М. Н. Влияние условий оттаивания и уплотнения на деформационные характеристики оттаивающих грунтов. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*. 2017;(4-1):58–63. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2017-1-58-63>
31. Сюй С., Дай Ц. Х., Чэнь Л. Ц., Сюй С. Т. Нелинейная упругопластическая модель грунта, ее численная реализация и использование. *Основания, фундаменты и механика грунтов*. 2022;(3):5.
32. Кислицын Д. И., Хромых В. Е. Численные эксперименты по методу раннего определения местоположения и диаметра карстового провала в основании строительного объекта по имеющимся малым вертикальным перемещениям на однородном грунте. *Приволжский научный журнал*. 2023;(4-68):50–56.

### **References**

1. Gorban N. N., Ivanetc V. K., Vasilev G. G., Leonovich I. A. Prospects for parametric standardization of mechanical safety of oil and gas facilities. *Oil industry*. 2024;(9):137–143. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-9-137-143>
2. Gorban N. N., Vasi'ev G. G., Leonovich I. A. Tasks of forming a parametric system for ensuring the integrated safety of tank farms of marine terminal. *Oil industry*. 2024;(1):90–97. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-1-90-97>
3. Bayazitov M. I., Berdin V. K., Kuzeev I. R., Tlyasheva R. R. Assessment of the stress-strain state of vertical tanks with petroleum products, taking into account emergency situations. *Neftegazovoe delo*. 2022;(4):21–45. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ogbus-2022-4-21-45>
4. Serdarov I. I., Khajrudinova S. S. Modeling and analysis of SSS of a steel cylindrical tank under the influence of workloads. *Studencheskij vestnik*. 2019;(23-5):70–75. (In Russ.).

5. Tarasenko A. A., Chepur P. V., Gruchenkova A. A. *Investigation of the patterns of development of uneven tank sediments by numerical methods*. Novosibirsk: Nauka; 2017. (In Russ.).
6. Tarasenko A. A., Chepur P. V., Gruchenkova A. A. Evaluation of technical condition of tanks with geometrical imperfections form wall. *Oil industry*. 2017;(6):118–121. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-6-118-121>
7. Karpunin V. G. Strength and durability of vertical cylindrical steel tanks for oil and petroleum products with uneven foundation sedimentation. *Original research*. 2022;(12-9):127–138. (In Russ.).
8. Reizmunt E. M., Doronin S. V. Modeling of tank damage scenarios caused by foundation subsidence. *Diagnostics, resource and mechanics of materials and structures*. 2018;(4):23–33. (In Russ.) <https://doi.org/10.17804/2410-9908.2018.4.023-033>
9. Chepur P. V., Tarasenko A. A. Features of fixed roof tanks deformation effect in axisymmetric wind load. *Fundamental'nye issledovaniya*. 2015;(12-1):97–102. (In Russ.).
10. Tarasenko A. A., Konovalov P. A., Zekhniev F. F., Chepur P. V., Tarasenko D. A. Effects of nonuniform settlement of the outer bottom perimeter of a large tank on its stress-strain state. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. 2017;(53-6):405–411. <https://doi.org/10.1007/s11204-017-9420-1>
11. Gar'kin I. N., Gar'kina I. A. *Technical expertise of buildings and structures*. Moscow: Pero; 2021. (In Russ.).
12. Tarasenko A. A., Chepur P. V., Gruchenkova A. A. Determination of the operating stresses in the panels of the bottoms of tanks of domestic standard sizes with local subsidence of the bases. *Fundamental'nye issledovaniya*. 2015;(2-8):1665–1670. (In Russ.).
13. Tarasenko A., Chepur P., Gruchenkova A. Determining deformations of the central part of a vertical steel tank in the presence of the subsoil base inhomogeneity zones. In *AIP Conference Proceedings*. 2016;(1772-1):060011. <https://doi.org/10.1063/1.4964591>
14. Nuriev M. I., Poryvaev I. A., Avrenyuk A. N., Sabirov R. A., Poteshkin P. V. Investigation of the effect of claps on the stress-strain state of tank structures. *Petroleum engineering*. 2022;(2-20):94–101. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-2-94-101>
15. Kolesov I. D. Design in karst conditions. *Mashinostroenie i bezopasnost' zhiznedeyatel'nosti*. 2025;(1-51):33–38. (In Russ.).
16. Voznesensky E. A. Geological hazards on the territory of Russia: their distribution and development prediction. *Vestnik Rossijskoj Akademii Nauk*. 2024;(8):749–759. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S0869587324080061>
17. Drobinina E. V., Kataev V. N. The study of the variability of the physico-mechanical properties of overlapping deposits in the karstological forecast. *Uchenye zapiski krymskogo federal'nogo universiteta imeni V. I. Vernadskogo. Geografiya. Geologiya*. 2021;(7-2):316–330. (In Russ.).
18. Sorokina M. N., Zemlerub L. E., Teregulov M. R. Monolithic segmented spherical foundation for large tanks RVS, equipped with a system for detecting and preventing subsidence of soil. *Transport and storage of oil products and hydrocarbons*. 2024;(3-4):56–60. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/0131-4270-2024-3-4-56-60>

19. Semin A. S., Tat'yannikov D. A. Analysis of methods of building foundations on weak foundations for vertical steel tanks. *Sovremennye tekhnologii v stroitel'stve. Teoriya i praktika*. 2020;(2):391–398. (In Russ.).
20. Polishchuk A. I., Shmidt O. A. Method for calculating the settlement of circular pile foundations of a reservoir. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. 2021;(58-5):347–352. (In Russ.).
21. Tarasenko A. A., Chepur P. V. Aspects of the joint operation of a ring foundation and a soil bed with zones of inhomogeneity present. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. 2016;(53-4):238–243. (In Russ.).
22. Kardapoltsev A. V., Karavaychenko M. G. Numerical simulation of a ribbed-ring dome roof of a vertical LNG storage tank. *Transport and storage of oil products and hydrocarbons*. 2021;(1):24–29. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/0131-4270-2021-1-24-29>
23. Urmanova A. R., Sultanmagomedov T. S., Baykova L. R., Davletbayeva A. R. Analysis of a reservoir stress-strain state when setting at frozen soil thawing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2025;(11-336):44–54. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2025/11/4898>
24. Davletbaeva A. R., Sultanmagomedov T. S. Modeling of deformations of pile foundations of spherical tanks during seasonal thawing of permafrost. *Materialy XIX Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii, priurochennoj k 95-letiyu so dnya rozhdeniya professora V.F. Novoselova i k 15-letiyu so dnya obrazovaniya OOO "NII Transneft"*. 2024;233–235. (In Russ.).
25. Shejnin V. I. To the problem of detecting and determining the size of underground karst cavities. *Inzhenernye izyskaniya*. 2022;(3-16):34–44. (In Russ.).
26. Kislitsyn D. I., Bokovaya P. M., Zhil'tsov I. S. Method for early detection of a sink under a construction site. *Privolzhsky scientific journal*. 2023;(2-66):81–87. (In Russ.).
27. Kitaeva M. A., Drobinina E. V. Experience in karstological zoning of linear structure design area. *Speleology and speleology*. 2023;(2):21–25. (In Russ.).
28. Mushchanov V. F., Tseplyaev M. N., Zubenko A. V. Finite element modeling options for vertical cylindrical tank. *Journal of theoretical and applied mechanics*. 2020;(2-71):37–48. (In Russ.).
29. Mosolov G. V., Soldatov M. V., Dimov I. L. Application of a numerical soil model with double hardening and taking into account small deformations for calculating tank sediments. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov*. 2024;(1-14):8–20. (In Russ.) <https://doi.org/10.28999/2541-9595-2024-14-1-8-20>
30. Kotov P. I., Roman L. T., Tsarapov M. N. Impact of compaction and thaw conditions on deformation characteristics of thawing soils. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2017;(4-1):58–63. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2017-1-58-63>
31. Xu S., Daj C. Kh., Chen L. J., Xu S. T. Nonlinear elastic-perfectly plastic model of soil and its numerical implementation and application. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. 2022;(3):5. (In Russ.).
32. Kislitsyn D. I., Khromykh V. E. Numerical experiments on the method of early determination of the location and diameter of a karst sinkhole at the base of a construction site based on existing small vertical displacements on homogeneous soil. *Privolzhsky scientific journal*. 2023;(4-68):50–56. (In Russ.).

**Информация об авторах / Information about the authors**

**Чепур Петр Владимирович**, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой строительной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [chepur\\_p\\_v@mail.ru](mailto:chepur_p_v@mail.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>

**Дмитриев Андрей Викторович**, кандидат технических наук, доцент кафедры строительной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [dmitrievav@tyuiu.ru](mailto:dmitrievav@tyuiu.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3832-5321>

**Колядко Аlesia Анатольевна**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела, Филиал ТИУ в г. Сургуте, г. Сургут, [alesya2010-11@yandex.ru](mailto:alesya2010-11@yandex.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5376-5221>

**Тарасенко Александр Алексеевич**, доктор технических наук, профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [a.a.tarasenko@gmail.com](mailto:a.a.tarasenko@gmail.com). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3903-0632>

**Petr V. Chepur**, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Head of the Department of Structural Mechanics, Industrial University of Tyumen, Tyumen, [chepur\\_p\\_v@mail.ru](mailto:chepur_p_v@mail.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>

**Andrei V. Dmitriev**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Structural Mechanics, Industrial University of Tyumen, Tyumen, [dmitrievav@tyuiu.ru](mailto:dmitrievav@tyuiu.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3832-5321>

**Alesya A. Kolyadko**, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Industry, Branch of Industrial University of Tyumen in Surgut, [alesya2010-11@yandex.ru](mailto:alesya2010-11@yandex.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5376-5221>

**Alexander A. Tarasenko**, Doctor of Engineering Sciences, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, Tyumen, [a.a.tarasenko@gmail.com](mailto:a.a.tarasenko@gmail.com). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3903-0632>

Поступила в редакцию / Received 01.12.2025

Поступила после рецензирования / Revised 15.01.2025

Принята к публикации / Accepted 16.01.2025

# Материалы и конструкции в нефтегазовой отрасли

## Materials and structures in the oil and gas industry

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

Научная статья / Original research article

УДК 622.276.53

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-113-128>

EDN: RLCTMI



### **Обоснование применения технологий нанесения защитных покрытий на примере месторождений Западной Сибири**

**М. И. Королев<sup>1\*</sup>, С. С. Павлова<sup>1</sup>, Л. А. Фаррахов<sup>2</sup>, И. В. Квач<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Российская Федерация

<sup>2</sup>Морнефтегазпроект, Санкт-Петербург, Российская Федерация

<sup>3</sup>Балтийский государственный технический университет «ВОЕНМЕХ» им. Д. Ф. Устинова, Санкт-Петербург, Российская Федерация

\*m\_korolev@ugrasu.ru

**Аннотация.** Коррозия металлических конструкций представляет собой одну из наиболее серьезных проблем нефтегазовой отрасли. Влияние коррозии очень существенно. В-первых, прямые потери: протекание коррозионных процессов приводит к внезапному выходу из строя оборудования. Во-вторых, сопутствующие экономические затраты, вызванные ремонтом, заменой оборудования и вынужденным простоем. Проблема борьбы с коррозией становится еще более актуальной в связи с растущими требованиями к добыче и транспортировке нефти и нефтепродуктов, что, в свою очередь, делает необходимой разработку новых материалов для защиты металлических конструкций и технологий их нанесения. Это исследование посвящено углубленному анализу современных разработок в области защитных материалов и технологий их нанесения на металлические конструкции, предназначенные для эксплуатации в агрессивных средах и условиях интенсивного абразивного износа. Проведена идентификация наиболее уязвимых узлов нефтедобывающего оборудования, подверженных наиболее сильному износу. Определены решающие негативные факторы, такие как высокая температура, воздействие сероводорода, солей, влаги механическое трение и истирание. В качестве наиболее эффективных защитных материалов выделены карбид вольфрама, а также нитриды и бориды переходных металлов, в частности титана. Особое внимание уделено методам нанесения керамических покрытий, среди которых наиболее перспективными являются высокоскоростное плазменное напыление (HVOF), физическое осаждение из паровой фазы (PVD), магнетронное распыление и другие. Выбор этих методов обусловлен их высокой эффективностью, возможностью получения покрытий с заданными свойствами и высоким качеством адгезии к основе.

**Ключевые слова:** коррозия, абразивный износ, защитные покрытия, методы защиты, напыление, пассивация

**Для цитирования:** Королев М. И., Павлова С. С., Фаррахов Л. А., Квач И. В. Обоснование применения технологий нанесения защитных покрытий на примере месторождений Западной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):113–128. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-113-128> EDN: RLCTMI

### **Justification for the application technologies of protective coating based on the example of oil fields in West Siberian**

**Maxim I. Korolev<sup>1\*</sup>, Svetlana S. Pavlova<sup>1</sup>, Linar A. Farrakhov<sup>2</sup>, Irina V. Kvach<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> *Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation*

<sup>2</sup> *Morneftegazproekt, Saint Petersburg, Russian Federation*

<sup>3</sup> *Baltic State Technical University "VOENMEKH" named after D.F. Ustinov, Saint Petersburg, Russian Federation*

\**m\_korolev@ugrasu.ru*

**Abstract.** Corrosion of metal structures represents one of the most serious problems in the oil and gas industry. Its impact is profound. First, corrosion processes cause direct losses, as they often lead to sudden equipment failure. Second, corrosion results in additional economic costs related to repair, equipment replacement, and forced downtime. With increasing requirements for oil production and transportation, corrosion control has become even more critical. This dictates the need to develop new protective materials for metal structures and the application technologies of them. This study focuses on an in-depth analysis of modern developments in protective materials and application technologies for metal structures operating in aggressive environments and under conditions of intensive abrasive wear. The authors of this article identify the most vulnerable components of oil production equipment that are subject to the highest wear rates. The researchers also determine key negative factors, such as high temperature, exposure to hydrogen sulfide, salts, moisture, mechanical friction, and abrasion. The most effective protective materials include tungsten carbide, nitrides and borides of transition metals, particularly titanium. The article pays special attention to application methods of ceramic coating. Methods as high-velocity oxygen fuel spraying (HVOF), physical vapor deposition (PVD), magnetron sputtering, and related processes demonstrate the greatest potential. These methods offer high efficiency, allow precise control of coating properties, and ensure strong adhesion to the substrate.

**Keywords:** corrosion, abrasive wear, protective coating, protection methods, spraying, passivation

**For citation:** Korolev M. I., Pavlova S. S., Farrakhov L. A., Kvach I. V. Justification for the application technologies of protective coating based on the example of oil fields in West Siberian. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(1):113–128. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-113-128>

## **Введение**

Коррозия — это разрушительный процесс, представляющий собой сложную цепь химических и электрохимических реакций, которые приводят к постепенному разложению материалов, преимущественно металлов, тем самым изменяя их структуру и физико-химические свойства. Ежегодный экономический ущерб от коррозии оценивается в несколько триллионов долларов, что сопоставимо с ВВП многих развитых стран. Эти цифры включают не только прямые затраты на ремонт и замену поврежденных конструкций, оборудования и инфраструктуры, но и косвенные потери, связанные с производственными остановками, снижением производительности, авариями, дополнительными мерами безопасности и экологическим ущербом.

Добыча нефти — та область, в которой коррозионные процессы, протекающие на металлоконструкциях, приводят к разливу нефти, нанося значительный экологический ущерб окружающей среде. Это влечет дополнительные экономические потери, связанные с необходимостью проводить мероприятия по устранению разливов, последующие работы по рекультивации земель и выплате штрафных санкций [1, 2].

Разработка новых антикоррозионных и абразивно стойких материалов и усовершенствование методов их нанесения — необходимые способы снижения экономического ущерба, вызываемого коррозией.

### Объект и методы исследования

Для анализа было выбрано 3 объекта на различных нефтегазодобывающих предприятиях в Западной Сибири. Согласно полученным промышленным данным и классификатору по коррозии<sup>1</sup> на объектах 1 и 2 выявлен углекислотный тип коррозии, на объекте 3 — коррозионно-эрозионный тип, результаты представлены в таблицах 1 и 2.

**Таблица 1.** Показатели негативного воздействия по объектам 1 и 2  
**Table 1.** Indicators of negative impact for objects 1 and 2

pH	Общая минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Содержание растворенного CO <sub>2</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	Содержание растворенного Cl <sup>-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	Содержание растворенного O <sub>2</sub> , мг/дм <sup>3</sup>
Объект 1				
6,93	70000	350	33403,47	3,12
Объект 2				
6,9	22690	46,1	13201,9	0,03

**Таблица 2.** Показатели негативного воздействия по объекту 3  
**Table 2.** Indicators of negative impact for object 3

Осложняющий фактор	Значение	ЕИ
Вязкость	67	МПа·с
Плотность	930	кг/м <sup>3</sup>
Газовый фактор	500–1 000	м <sup>3</sup> /т
КВЧ	700–50 000	мг/л
Скоростной режим	> 300	м <sup>3</sup> /сут.
Микротвердость частиц по Моосу	до 7	баллы
Размер частиц	менее 0,125	мм
Устьевые давления	6,3	МПа

Также на основе промышленных данных сформирована база оборудования и ЗИП, подвергающихся негативному влиянию в процессе эксплуатации. Результаты представлены в таблице 3.

<sup>1</sup>ГОСТ ISO 9223-2017. Коррозия металлов и сплавов. Коррозионная агрессивность атмосферы. Классификация, определение и оценка. Введен в действие: 01.07.2019. Москва : Стандартинформ, 2018.

**Таблица 3. Перечень оборудования и ЗИП**  
**Table 3. Equipment list and spare parts, tools and accessories**

Объект	Название оборудования	Твердость; НВ	T <sub>раб</sub> (°C)	ОФ	Факторы агрессивной среды
Объект 1	Штуцерная камера, арматура фонтанная комплектная	84–88,3	от –60 до 45	КФ	Высокое содержание CO <sub>2</sub>
	Обратный клапан АФК	84–88,3	от –60 до 45	КФ	Высокое содержание CO <sub>2</sub>
	Обратный клапан АГЗУ	84–88,3	Нет данных	КФ	Высокое содержание CO <sub>2</sub>
	Обратный клапан-73 (в составе НКТ)	84–88,3	до 60	КФ	Высокое содержание CO <sub>2</sub>
Объект 2	Рабочий орган ЦНС	126–197	до 60	КФ	Высокое содержание CO <sub>2</sub>
	РО насос тип «Д»	248	до 60	КФ	Высокое содержание CO <sub>2</sub>
	Плашки на ЗРА	84–248	до 225	КФ	Высокое содержание CO <sub>2</sub>
Объект 3	ЗРА	125–248	от –60 до 120	ЭФ	Скоростной режим, КВЧ
	Трубопроводная арматура	Нет данных	от –60 до 240	ЭФ	Скоростной режим, КВЧ
	Клапаны-регуляторы	84–248	до 225	ЭФ	Скоростной режим, КВЧ

### **Негативные факторы воздействия на оборудование при добыче нефти**

Нефть, содержащая в своем составе агрессивные вещества, такие как хлориды, сульфиды, меркаптаны и прочее, а также попутный нефтяной газ и пластовая вода негативно воздействуют на нефтедобывающее оборудование [3].

Рассмотрим более подробно два осложняющих фактора — коррозионную и эрозионную агрессивность.

Хотя углекислый газ (CO<sub>2</sub>) присутствует в атмосфере (около 0,04 %) и растворяется в воде лучше, чем кислород, он все равно служит важным составляющим в коррозионных процессах. Это объясняется большей окислительной способностью кислорода и его парциальным давлением. Более того, CO<sub>2</sub>, растворяясь в воде, может образовывать защитные карбонатные пленки на некоторых металлах, препятствуя коррозии.

На ранних этапах нефтедобычи (первая половина XX века) даже при наличии попутного газа с содержанием до 10 %  $\text{CO}_2$  углекислотная коррозия оборудования не была такой проблемой, как сейчас. Это объяснялось небольшими глубинами скважин (использовались в основном штанговые насосы), низким давлением пластов (20–40 атм) и более значительными проблемами, вызванными попаданием кислорода из воздуха в открытые системы сбора нефти.

Ранее существовало деление скважин на две группы: к первой относили скважины, в которых добывалась нефть, содержащая сероводород (кислая среда); ко второй — нефть, содержащая агрессивные кислород и углекислый газы.

После открытия глубокозалегающих месторождений с высокими значениями давления и содержания углекислого газа при низком содержании сероводорода это разделение претерпело изменения.

Начиная с 1970-х годов в России при эксплуатации таких месторождений использовались герметизированные системы сбора, исключая попадание кислорода. В итоге  $\text{CO}_2$  стал основным коррозионным компонентом из-за высокого давления, создавая в водной фазе кислый раствор водородного показателя (рН 4–5,5).

В 1980-х годах на Самотлорском и других месторождениях Западной Сибири была зафиксирована интенсивная коррозия трубопроводов в системах сбора нефти и газа. Изначально считалось, что это вызвано небольшим количеством сероводорода в водной фазе. Однако исследования показали, что сероводород присутствует преимущественно в виде сульфатов, исключая типичную сероводородную коррозию. Анализ участков поврежденной коррозией трубопроводов выявил сульфиды и карбонаты, указывая на другую причину коррозии [4].

Нефтяные месторождения Западной Сибири характеризуются низким содержанием углекислого газа (0,08–2 %) в нефти и попутном газе, что приводит к низкому парциальному давлению  $\text{CO}_2$  в скважинах и трубопроводах. Тем не менее скорость коррозии оборудования здесь высока (3–4 мм/год, а в отдельных случаях до 6–8 мм/год), что является показателем высокой коррозионной агрессивности. В нефтегазодобыче выделяют два типа коррозии, связанных с содержанием  $\text{CO}_2$ : с высоким и низким давлением. Во втором случае коррозия обусловлена, главным образом, минерализованной водной фазой с растворенным  $\text{CO}_2$ . Рассмотрим коррозионные и эрозийные процессы подробнее [5].

Коррозионная агрессивность пластовых жидкостей определяется комплексом факторов: температурой, давлением, скоростью потока, минерализацией воды, соотношением вода/углеводород, наличием механических примесей, коррозионно-активных газов ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ), наличием сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Повышенное содержание коррозионно-активных газов и наличие факта бактериального заражения пластового флюида СВБ значительно ускоряют коррозию нефтегазового оборудования.

Износ, эрозия деталей насосов (рабочих органов, подшипников и т. д.) зависит от степени абразивности добываемой продукции скважины. Твердость абразива (например, кварца, песчаника, карбонатов) играет решающую роль. Более твердые частицы вызывают более интенсивную эрозию. Значение имеет также гранулометрический состав — распределение частиц по размерам. Мелкие частицы, как правило, проникают глубже в структуру металла, вызывая усталостное разрушение. Содержание кварца в добываемой продукции — важный индикатор абразивности, так как кварц обладает высокой твердостью и хрупкостью. Высокая скорость потока усиливает кинетическую энергию абразивных частиц, увеличивая силу их удара о поверхность оборудования. Это приводит к ускорению процесса эрозии, особенно в зонах с турбулентным течением жидкости. Наличие вихрей и завихрений также способствует концентрации абразивных частиц в определенных областях, усиливая локальное разрушение.

Существует два основных подхода к защите оборудования: технологические и специализированные методы.

1. Технологические (предупредительные): снижение скорости потока ГЖС, оптимизация режимов работы насосов, уменьшение давления — все это может снизить интенсивность эрозии.

2. Специализированные: использование материалов с высокой твердостью и износостойкостью (например, специальные стали, керамика, композиционные материалы) для изготовления наиболее подверженных эрозии деталей [6].

Наиболее распространенный метод защиты от влияния эрозии и коррозии в нефтегазопромысловой практике — применение различных защитных покрытий.

#### **Типы покрытий для защиты от коррозии и абразивного износа**

Множество вариантов защитных покрытий можно разделить на три типа: органические, неорганические и металлические. Каждый тип обеспечивает защиту от того или иного воздействия, имеет свои преимущества и недостатки перед другими [7].

*Органические покрытия* представляют собой полимерные материалы, основанные на углероде и эффективно защищающие от коррозионных воздействий благодаря своим барьерным свойствам. Одной из инновационных разработок в сфере органических покрытий является технология применения графена — двумерного углеродного наноматериала, обладающего такими характеристиками, как непроницаемость для коррозионных агентов и способность блокировать диффузию влаги и ионов. На практике использование графена позволило значительно расширить область применения органических покрытий, в частности из-за повышения их устойчивости к разрушительному воздействию УФ-лучей и износу под механическим давлением [8–11].

*Неорганические и керамические покрытия.* Соединения, такие как оксиды металлов, обладают повышенной стойкостью к высоким температурам и воздействию агрессивных химических веществ. Эволюция неорганических и керамических покрытий была направлена на улучшение их производительности. Одним из ключевых направлений стало развитие методов модификации поверхности, нацеленных на усиление коррозионной стойкости. Например, применение технологий, таких как ионная имплантация или лазерная обработка, позволяет изменять структуру поверхности покрытия, что значительно увеличивает его защитные свойства. Наибольшую популярность приобрели оксиды, карбиды, нитриды и бориды. Карбиды, в частности покрытия из карбида вольфрама, заняли нишу в средах, чреватых абразивным износом и коррозионными средами [12, 13].

*Металлические покрытия* в подавляющем большинстве выступают в роли протекторной защиты. Классическими металлами, применяемыми для легирования сталей, являются хром, никель или молибден. Традиционные металлические покрытия, часто содержащие опасные компоненты, такие как шестивалентный хром, вызывают экологические проблемы [14].

В настоящее время работы ведутся в направлении разработки смеси легирующих добавок для борьбы с определенными коррозионными средами [15, 16]. Экологически чистые сплавы, такие как сплавы цинка и алюминия, выступают яркими примерами эффективности, сочетающейся с экологической безопасностью [17].

Другое перспективное направление — разработка *гибридных покрытий*, которые рассматриваются как полимерные матрицы с включением мелкодисперсных неорганических компонентов. Благодаря пластичным органическим и эластичным органическим веществам в составе покрытия можно получить тонкие пленки с хорошей адгезией, способные принимать любую форму поверхности. Присутствие неорганических частиц придает таким покрытиям твердость и прочность. Способы получения гибридных покрытий достаточно сложны, так как определяются требованиями, предъявляемыми к свойствам этого покрытия. Наиболее популярны различные методы диспергирования мелкодисперсных частиц в растворе полимера. Однако для достижения оптимальных свойств необходимо тщательно контролировать размер и равномерность распределения наночастиц и обеспечить прочное взаимодействие между органической и неорганической фазами [18].

#### **Методы нанесения защитных покрытий**

Наиболее перспективный метод нанесения керамических покрытий — напыление (HVOF, PVD и др.) [19–21]. Преимущество керамики перед полимерными материалами состоит в том, что методами напыления удастся получить покрытия, обладающие, помимо высокой коррозионной стойкости, еще и достаточно высокими показателями микротвердости, что позволяет их использовать не только для защиты от коррозии, но и для уменьшения абразивного износа.

Плазменное напыление, а именно высокоскоростное плазменное напыление (HVOF) [22] — одна из самых передовых аддитивных технологий, используемых для нанесения защитных и функциональных покрытий на различные подложки. HVOF заключается в осаждении путем распыления предварительно расплавленного порошкового материала. Под давлением расплавленные частицы приобретают избыточную кинетическую энергию, которая в момент соударения с подложкой позволяет защитному материалу образовать узкие тонкие пленки, обеспечивая высокую адгезию с поверхностью и формирование кристаллических или аморфных фаз.

Характеристики получаемого покрытия определяются параметрами напыления, такими как конструкция распылителя, способ внесения порошка в распылитель, природа газа, образующего плазму, и давление в распылительной камере. Все эти параметры задают скорость частиц, их размер и температуру, следовательно, влияют на качество получаемого покрытия.

К положительным сторонам плазменного напыления относятся возможность получения покрытия на поверхностях со сложной геометрией. При этом наблюдается высококачественное сцепление с подложкой и сохранение следующих физико-химических свойств наносимого материала: химическая и термическая устойчивость, механическая прочность. Помимо приведенных достоинств, у технологии имеются и недостатки. Например, процесс требует значительных энергетических затрат и может быть чувствителен к условиям окружающей среды, что ограничивает его применение в некоторых случаях.

При физическом осаждении (PVD) [23] материал покрытия переходит в газовую фазу под воздействием высокой температуры или ионного распыления, затем в вакуумной камере происходит осаждение компонентов газовой фазы на подложку, при этом образуется тонкослойное покрытие.

Главное преимущество метода — достаточно низкая температура нанесения, которая не достигает 600 °С, поскольку такие температуры позволяют сохранять механические свойства материала подложки, а именно — устойчивость к деформациям и прочность на изгиб. Нанесение покрытия на изделия сложной формы, имеющие изгибы, резьбу или форму спирали, также требует минимального воздействия температуры для сохранения функциональных свойств. Еще одно неоспоримое достоинство метода PVD заключается в возможности упрочнения материала за счет создания в поверхностном слое напряжения, вызывающего деформацию в направлении приложенной нагрузки.

Как и другие методы, PVD имеет свои недостатки. Во-первых, это высокая сложность и стоимость оборудования. Во-вторых, продолжительное время нанесения покрытия, по сравнению с другими технологиями. В-третьих, сложность технологического процесса, который не всегда позволяет получить равномерное по толщине и составу покрытие, в результате чего на поверхности подложки могут возникнуть растрескивания. Эти несовершенства способны привести к снижению ударной вязкости, твердости и общего срока службы инструмента, особенно при обработке высокопрочных материалов с высокой ударной нагрузкой. Следует отметить, что

стандартные технологии PVD часто ограничивают геометрию изделий, что не всегда устраивает производителей специализированных инструментов.

Электродуговое напыление (Arc-PVD) — высокоэффективный метод нанесения покрытий, основанный на расплавлении металлической проволоки с помощью электрической дуги. В отличие от обычной дуговой сварки, где основная цель — соединение металлов, Arc-PVD фокусируется на создании тонкого, но прочного покрытия на поверхности подложки. Процесс начинается с подачи двух расходимых проволочных электродов, изготовленных из материала покрытия, в специальный пистолет. Электроды подключаются к источнику постоянного тока высокой мощности (DC), создавая между их концами электрическую дугу. Высокая температура дуги расплавляет концы электродов, образуя капли жидкого металла.

Энергоэффективность Arc-PVD — одно из главных его преимуществ. Электрическая энергия, подаваемая на электроды, почти полностью преобразуется в тепловую, за счет которой происходит плавление металла. Потери энергии минимальны, что делает этот метод экономически выгодным, особенно при нанесении толстых покрытий. Скорость напыления в Arc-PVD напрямую зависит от силы тока, подаваемого на электроды. Более высокие токи приводят к более высокому темпу расплавления проволоки и, соответственно, к более высокой скорости напыления. Однако слишком высокие токи могут привести к перегреву электродов и пистолета, а также к снижению качества покрытия из-за образования крупных капель металла. Поэтому выбор оптимального тока выступает компромиссом между скоростью и качеством. Температура подложки при Arc-PVD может быть относительно низкой [24, 25]. Это связано с тем, что горячая струя расплавленного металла и газа не концентрируется непосредственно на подложке, а распределяется по ее поверхности, что предотвращает перегрев и деформацию подложки. Тем не менее температуру подложки необходимо контролировать, чтобы обеспечить оптимальное сцепление покрытия. В некоторых случаях может потребоваться предварительный нагрев подложки для улучшения адгезии.

Выбор метода зависит от материала детали, требуемых свойств покрытия и технических возможностей производства. В некоторых случаях, для оптимального результата, целесообразно комбинировать различные методы нанесения, например, использовать распыление для основных поверхностей и дополнительную обработку резьбы специальными составами.

### **Выводы и рекомендации**

Покрытия — эффективный метод защиты нефтегазового оборудования, предотвращающего контакт металла с окружающей средой, являющейся источником коррозии. Разнообразие существующих покрытий позволяет подобрать оптимальное решение для различных условий эксплуатации и типов металлов.

На основе промышленных данных, литературных данных и общедоступных интернет-ресурсов, описывающих различные защитные антикорро-

зионные и абразивостойкие покрытия с технологиями их нанесения, были сформированы предложения, представленные в таблицах 4 и 5.

**Таблица 4.** Рекомендации по подбору покрытий при коррозионном воздействии  
**Table 4.** Recommendations for the selection of coatings in corrosive effect

Объект	Наименование оборудования	Рекомендуемое покрытие и метод нанесения
Объект 1	Штуцерная камера, арматура фонтанная комплектная	железо, карбид вольфрама (электровзрывное напыление), 59,05% Ni, 28,86% W, 5,33% Cr, 1,74% Fe, 1,18% B, 2,45% Si, 1,39% C (холодное газопламенное напыление) Zr <sub>1-x</sub> Al <sub>x</sub> N, Ti (магнетронное напыление)
	Обратный клапан АФК	
	Обратный клапан АГЗУ	
Объект 2	Обратный клапан-73 (в составе НКТ)	
	Рабочий орган ЦНС	
	РО насос тип «Д»	
	Плашки на ЗРА	

Предложенные материалы покрытия характеризуются малой толщиной порядка нескольких мкм, при этом достаточно большой твердостью от 400 до 2500 НВ.

Кроме того, можно отметить следующие покрытия:

1. Оксид алюминия Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, (газотермическое высокоскоростное напыление по методу HVOF) (твердость 2000 НВ, толщина покрытия варьируется в интервале от 15 до 500 мкм, в зависимости от способа нанесения и предназначения) [28].

2. Углеродсодержащее покрытие состава: углерод 80 ат. %, кремний 12 ат. %, кислород и азот в сумме около 8 ат. % (C+Si+O<sub>2</sub>+N<sub>2</sub>), полученное методом PECVD (параметр износа 10<sup>-6</sup>–10<sup>-8</sup> мм<sup>3</sup>/(Нм), коэффициент трения в диапазоне от 0,02 до 0,1) [29].

**Таблица 5.** Рекомендации по подбору покрытий при воздействии эрозии  
**Table 5.** Recommendations for the selection of coatings in erosion effect

Объект	Название оборудования	Рекомендуемое покрытие и метод нанесения
Объект 3	ЗРА	Двухкомпонентный нитрид титана и трехкомпонентный нитрид титана и алюминия (магнетронное напыление, электродуговое испарение, твердость 2500 НВ) Ti-Al-Mo-N (PVD, твердость 3900 НВ), Ta-Zr-Si-B-C (магнетронное напыление и электроискровое легирование, твердость 2800 НВ)
	Трубопроводная арматура	
	Клапаны-регуляторы	

Помимо указанного значения твердости покрытий, немаловажным показателем является их толщина, которая с использованием данных методов нанесения составляет от 3 до 54 мкм.

Удовлетворительные показатели имеют такие покрытия, как оксид алюминия  $Al_2O_3$  и керамическое покрытие  $C+Si+O_2+N_2$ , указанные выше, а также титан-диоксид титана  $TiO_2$ , получаемые микроплазменным напылением (твердость покрытия составляет 1 000 НВ, толщина слоя 450 мкм, и износостойкость 0,008 г/л.).

В результате сравнительного анализа были выявлены наиболее перспективные технологии, отвечающие требованиям нефтегазовой промышленности. На рынке наряду с готовыми присутствуют технологии, требующие апробации, обладающие высоким потенциалом в части повышения надежности и долговечности оборудования, используемого в нефтегазовой промышленности.

Для успешного внедрения отобранных технологий требуются дополнительные исследования, направленные на доработку и оптимизацию параметров процесса нанесения покрытий, а также адаптацию их к конкретным условиям эксплуатации.

#### **Вклад авторов**

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

#### **Author contributions**

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
**Conflict of interests.** The authors declare no conflicts of interest.

#### **Список источников**

1. Davis J. R. The effects and economic impact of corrosion. *Corrosion: Understanding the basics*. 2000;(164):62–66.
2. Al-Moubaraki A. H., Obot I. B. Corrosion challenges in petroleum refinery operations: Sources, mechanisms, mitigation, and future outlook. *Journal of Saudi Chemical Society*. 2021;25(12):101370. <https://doi.org/10.1016/j.jscs.2021.101370>
3. Колесова С. Б., Миронычев В. Г., Борхович С. Ю. *Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минеральносырьевого комплекса*. Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет»; 2016. 444 с.
4. Мищенко И. Т. *Скважинная добыча нефти*. Москва: Нефть и газ, РГТУ им. Губкина; 2003. 816 с.
5. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. *CO<sub>2</sub> Коррозия нефтепромыслового оборудования*. Москва; 2003. 188 с.
6. Насыров А. М., Масленников Е. П., Нагуманов М. М. *Технологические аспекты охраны окружающей среды в добыче нефти*. Ижевск: Парацельс Принт; 2013. 287 с.

7. Saleh B., Fathi R., Shi H., Wei H. Advanced Corrosion Protection through Coatings and Surface Rebuilding. *Coatings*. 2023;13(1):180. <https://doi.org/10.3390/coatings13010180>
8. Kumar S. S. A., Bashir S., Ramesh K., Ramesh S. New perspectives on graphene/graphene oxide based polymer nanocomposites for corrosion applications: the relevance of the graphene/polymer barrier coatings. *Progress in Organic Coatings*. 2021;154(1):106215. <https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2021.106215>
9. Георгиев Д. Открытые инновации 2014: события, тенденции, перспективные разработки. *Наноиндустрия*. 2014;7(53):20–35.
10. Othman N. H., Ismail M. C., Mustapha M., Sallih N., Kee K. E., Jaal R. A. Graphene-based polymer nanocomposites as barrier coatings for corrosion protection. *Progress in Organic Coatings*. 2019;(135):82–99. <https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2019.05.030>
11. Чжу Цзян, Аграуол Горав, Чакраборти Сом. *Нанопокрyтия для изделий*. Российская Федерация. Патент № 2012139313. 17 февраля 2011. URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_2012139313\\_20140327\\_A\\_RU/](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_2012139313_20140327_A_RU/)
12. Абрашов А. А., Григорян Н. С., Ваграмян Т. А., Жиленко Д. Ю. Защитные керамические оксидно-титановые нанопокрyтия. В сб. *Сборник тезисов докладов сателлитной конференции XX Менделеевского съезда по общей и прикладной химии. V Международная конференция-школа по химической технологии. Волгоград, 16–20 мая 2016*. Волгоград: Волгоградский государственный технический университет, 2016. С. 171–173.
13. Шикунов С. Л., Ершов А. Е., Курлов В. Н. Новые подходы к получению керамических композиционных материалов и защитных покрyтий на основе карбида кремния. В сб. *трудов конференции «Химия твердого тела и функциональные материалы–2016», XI семинар «Термодинамика и материаловедение». Екатеринбург, 20–23 сентября 2016*. Екатеринбург: Уральское отделение РАН, 2016. С. 338–340.
14. Тигунов Л. П., Пикалова В. С., Быховский Л. З. Легирующие металлы России. Минерально-сырьевая база: состояние, использование, перспективы развития. *Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации*. 2017;(12):3–11.
15. Raza A., Abdulahad S., Kang B., Ryu H. J., Hong S. H. Corrosion resistance of weight reduced Al<sub>x</sub>CrFeMoV high entropy alloys, *Applied Surface Science*. 2019;(485):368–374. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2019.03.173>
16. Fu Y., Li J., Luo H., Du C., Li X. Recent advances on environmental corrosion behavior and mechanism of high-entropy alloys. *Journal of Materials Science & Technology*. 2021;(80):217–233. <https://doi.org/10.1016/j.jmst.2020.11.044>
17. Бабичев А. П., Иванов В. В., Попов С. И., Донцов Н. С. Особенности механизма формирования вибрационного химико-механического цинкового покрyтия. *Упрочняющие технологии и покрyтия*. 2018;(14-2):51–54.
18. Qi C., Weinell C. E., Dam-Johansen K., Wu H. Assessment of anticorrosion performance of zinc-rich epoxy coatings added with zinc fibers for corrosion protection of steel. *ACS omega*. 2023;8(2):1912–1922.
19. Бэйли Дж. Р., Бидигер Э. А., Бангару Н.-Р. В., Озекцин А., Джин Х., Йех Ч. Ш.-Х. и др. *Устройства с покрyтием для эксплуатации нефтяной и газовой скважины*. Российская Федерация. Патент № 2 529 600 С2. 20 августа 2009. URL: <https://searchplatform.rospatent.gov.ru/media/National/RU/C2/2014/09/27/0002529600//DOCUMENT.PDF>

20. Каменева А. Л., Бублик Н. В. *Способ получения коррозионностойкого покрытия*. Российская Федерация. Патент № 2 768 053. 24 ноября 2021. URL: <https://searchplatform.rospatent.gov.ru/media/National/RU/C1/2022/03/23/0002768053//document.pdf>
21. Картапова Т. С., Гильмутдинов Ф. З., Воробьев В. Л., Решетников С. М., Борисова Е. М. *Способ нанесения смешанного углеродно-азотного защитного покрытия для повышения коррозионной стойкости железа*. Российская Федерация. Патент № 2 659537 С1. 26 сентября 2017. URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_0002659537\\_20180702\\_C1\\_RU](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_0002659537_20180702_C1_RU)
22. Жабин А. Н., Няфкин А. Н., Серпова В. М., Краснов Е. И. Методы физического осаждения из газовой фазы для изготовления металлических композиционных материалов (обзор). *Труды ВИАМ*. 2020;11(93):68–75. <https://doi.org/10.18577/2307-6046-2020-0-11-68-75>
23. Гильманов Т. И. Обзор технологий нанесения износостойких покрытий. *Инновационная наука*. 2022;(4-1):10–12.
24. Дружнова Я. С. Развитие методов газотермического напыления упрочняющих покрытий на основе карбидов вольфрама и хрома (обзор). *Труды ВИАМ*. 2022;10(116):100–115. <https://doi.org/10.18577/2307-6046-2022-0-10-100-115>
25. Клуонис, А. С., Плотников С. А. Обзор современных методов нанесения износостойких покрытий и их сравнительный анализ. В сб.: *Инновационные решения в технологиях и механизации сельскохозяйственного производства*. Горки: Белорусская государственная сельскохозяйственная академия; 2023. С. 284–287.
26. Балдаев Л. Х., Балдаев С. Л., Игнатова С. А., Козлов Н. С., Мазилин И. В., Маньковский С. А. и др. *Способ электродугового напыления покрытия*. Российская Федерация. Патент № 2715827 С1. 18 октября 2019. URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_0002715827\\_20200303\\_C1\\_RU](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_0002715827_20200303_C1_RU)
27. Исакаев М.-Э. Х., Мордынский В. Б., Катаржис В. А. *Устройство для электродуговой металлизации*. Российская Федерация. Патент № 2530580. 18 июня 2013. URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_0002530580\\_20141010\\_C1\\_RU/](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_0002530580_20141010_C1_RU/)
28. Чуйко А. Г., Кузьев Ф. Ф., Ракоч А. Г., Чуйко К. А., Кудрявцев А. М., Швецов А. Ю. и др. *Запорный орган для шарового крана и способ его изготовления*. Российская Федерация. Патент № 2347126 С1. 02 мая 2007. URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_0002347126\\_20090220\\_C1\\_RU/](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_0002347126_20090220_C1_RU/)
29. Гренадёрв А. С., Соловьёв А. А., Оскомов К. В., Жульков М. О. Зависимость механических и трибологических свойств а-C : Н : SiO<sub>x</sub>-пленок от амплитуды напряжения смещения подложки. *Журнал технической физики*. 2021;91(8):1286–1292. <https://doi.org/10.21883/JTF.2021.08.51106.15-21>

### References

1. Davis J. R. The effects and economic impact of corrosion. *Corrosion: Understanding the basics*. 2000;(164):62–66.
2. Al-Moubaraki A. H., Obot I. B. Corrosion challenges in petroleum refinery operations: Sources, mechanisms, mitigation, and future outlook. *Journal of Saudi Chemical Society*. 2021;25(12):101370. <https://doi.org/10.1016/j.jscs.2021.101370>
3. Kolesova S. B., Mironychev V. G., Borkhovich S. Yu. *Sovremennye tekhnologii izvlecheniya nefti i gaza. Perspektivy razvitiya mineral'nosyr'evogo kompleksa*. Izhevsk: Izdatel'skiy dom "Udmurtskiy universitet"; 2016. (In Russ.).
4. Mishchenko I. T. *Skvazhinnaya dobycha nefti*. Moscow: Neft' i gaz, RGTU im. Gubkina; 2003. (In Russ.).

5. Markin A. N., Nizamov R. E. *SO<sub>2</sub> Korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya*. Moscow; 2003. (In Russ.).
6. Nasyrov A. M., Maslennikov E. P., Nagumanov M. M. *Tekhnologicheskie aspekty okhrany okruzhayushchei sredy v dobyche nefi*. Izhevsk: Paratsel's Print; 2013. (In Russ.).
7. Saleh B., Fathi R., Shi H., Wei H. Advanced Corrosion Protection through Coatings and Surface Rebuilding. *Coatings*, 2023;13(1):180. <https://doi.org/10.3390/coatings13010180>
8. Kumar S. S. A., Bashir S., Ramesh K., Ramesh S. New perspectives on graphene/graphene oxide based polymer nanocomposites for corrosion applications: the relevance of the graphene/polymer barrier coatings, *Progress in Organic Coatings*. 2021;154(1):106215. <https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2021.106215>
9. Georgiev D. Open innovations 2014: events, trends, promising developments. *Nanoindustry*. 2014;7(53):20–35. (In Russ.).
10. Othman N. H., Ismail M. C., Mustapha M., Sallih N., Kee K. E., Jaal R. A. Graphene-based polymer nanocomposites as barrier coatings for corrosion protection. *Progress in Organic Coatings*. 2019;(135):82–99. <https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2019.05.030>
11. Chzhu Tszyan, Agrauol Gorav, Soma Chakraborti. Nanopokrytiya dlya izdelii. Russian Federation. Patent No. 2012139313. 17 February 2011. URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_2012139313\\_20140327\\_A\\_RU/](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_2012139313_20140327_A_RU/)
12. Abrashov A. A., Grigoryan N. S., Vagramyan T. A., ZHilenko D. Yu. Zashchitnye keramicheskie oksidno-titanovye nanopokrytiya. V sb. *Sbornik tezisov dokladov satellitnoy konferentsii KHKH Mendeleevskogo s"ezda po obshchey i prikladnoy khimii. V Mezhdunarodnaya konferentsiya-shkola po khimiche-skoy tekhnologii. Volgograd, 16–20 maya 2016*. Volgograd : Volgogradskiy gosudarstvennyy tekhnicheskii universitet; 2016. P. 171–173. (In Russ.).
13. Shikunov S. L., Ershov A. E., Kurlov V. N. Novye podkhody k polucheniyu keramicheskikh kompozitsionnykh materialov i zashchitnykh pokrytiy na osnove karbida kremniya. In: *trudu konferentsii KHimiya tverdogo tela i funktsional'nye materialy–2016", XI seminar "Termodinamika i materialovedenie". Ekaterinburg, 20–23 sentyabrya 2016*. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie RAN, 2016. P. 338–340.
14. Tiginov L. P., Pikalova V. S., Bykhovskii L. Z. Legiruyushchie metally Rossii. Mineral'no-syr'evaya baza: sostoyanie, ispol'zovanie, perspektivy razvitiya. *Chernaya metallurgiya. Byulleten' nauchno-tekhnicheskoi i ekonomicheskoi informatsii*. 2017;(12):3–11. (In Russ.).
15. Raza A., Abdulahad S., Kang B., Ryu H. J., Hong S. H. Corrosion resistance of weight reduced Al<sub>x</sub>CrFeMoV high entropy alloys, *Applied Surface Science*. 2019;(485):368–374. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2019.03.173>
16. Fu Y., Li J., Luo H., Du C., Li X. Recent advances on environmental corrosion behavior and mechanism of high-entropy alloys, *Journal of Materials Science & Technology*, 2021;(80):217–233. <https://doi.org/10.1016/j.jmst.2020.11.044>
17. Babichev A. P., Ivanov V. V., Popov S. I., Dontsov N. S. Features of the mechanism of chemical-mechanical vibrating zinc coating formation. *Strengthening technologies and coatings*. 2018;(14-2):51–54. (In Russ.).
18. Qi C., Weinell C. E., Dam-Johansen K., Wu H. Assessment of anticorrosion performance of zinc-rich epoxy coatings added with zinc fibers for corrosion protection of steel. *ACS omega*. 2023;8(2):1912–1922.

19. Bailey J. R., Biediger E. A. O., Bangaru N.-R. V., Ozekcin A., Jin H., Yen C. S.-H. et al. Devices with coatings for operation of oil and gas wells. Russian Federation. Patent No. 2 529 600 C2. 20 August 2009. (In Russ.) URL: <https://searchplatform.rospatent.gov.ru/media/National/RU/C2/2014/09/27/0002529600//DOCUMENT.PDF>
20. Kameneva A. L., Bublik N. V. *Method for producing corrosion-resistant coating*. Russian Federation. Patent No. 2 768 053. 24 November 2021. (In Russ.). URL: <https://searchplatform.rospatent.gov.ru/media/National/RU/C1/2022/03/23/0002768053//document.pdf>
21. Kartapova T. S., Gilmudinov F. Z., Vorobev V. L., Reshetnikov S. M., Borisova E. M. *Method of application of mixed carbon-nitrogen protective coating to increase corrosive stability of iron*. Russian Federation. Patent No. 2 659537 C1. 26 September 2017. (In Russ.). URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_0002659537\\_20180702\\_C1\\_RU](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_0002659537_20180702_C1_RU)
22. Zhabin A. N., Nyafkin A. N., Serpova V. M., Krasnov E. I. Methods of physical vapor deposition for the manufacture of metal matrix composites (review). *Proceedings of VIAM*. 2020;11(93):68–75. (In Russ.). <https://doi.org/10.18577/2307-6046-2020-0-11-68-75>
23. Gil'manov T. I. Obzor tekhnologii naneseniya iznosostoikikh pokrytii. *Innovation science*. 2022;(4-1):10–12. (In Russ.).
24. Druzhnova Ya. S. Development of methods for thermal spraying of hardening tires based on tungsten and chromium carbides (review). *Proceedings of VIAM*. 2022;10(116):100–115. (In Russ.) <https://doi.org/10.18577/2307-6046-2022-0-10-100-115>
25. Kluonis, A. S., Plotnikov S. A. Obzor sovremennykh metodov naneseniya iznosostoykikh pokrytii i ikh sravnitel'nyy analiz. In *Innovatsionnye resheniya v tekhnologiyakh i mekhanizatsii sel'skokhozyaystvennogo proizvodstva*. Gorki: Belorusskaya gosudarstvennaya sel'skokhozyaystvennaya akademiya; 2023. P. 284–287. (In Russ.).
26. Baldaev L. Kh., Baldaev S. L., Ignatova S. A., Kozlov N. S., Mazilin I. V., Man'kovskii S. A. et al. Method of electric arc spraying of coating. Russian Federation. Patent No. 2715827 C1. 18 October 2019. (In Russ.). URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_0002715827\\_20200303\\_C1\\_RU](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_0002715827_20200303_C1_RU)
27. Isakaev M.-E. Kh., Mordynskii V. B., Katarzhis V. A. Electric arc spraying device. Russian Federation. Patent No. 2530580. 18 June 2013. (In Russ.). URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_0002530580\\_20141010\\_C1\\_RU/](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_0002530580_20141010_C1_RU/)
28. Chujko A. G., Kuzjaev F. F., Rakoch A. G., Chujko K. A., Kudrjavtsev A. M., Shvetsov A. Ju. Ball valve shut-off member and method of its production. Russian Federation. Patent No. 2347126 C1. 02 May 2007. (In Russ.). URL: [https://rusneb.ru/catalog/000224\\_000128\\_0002347126\\_20090220\\_C1\\_RU/](https://rusneb.ru/catalog/000224_000128_0002347126_20090220_C1_RU/)
29. Grenaderov A. S., Solovyov A. A., Oskomov K. V., Zhulkov M. O. Dependence of mechanical and tribological properties of a-C : H : SiO<sub>x</sub> films on the amplitude of substrate bias voltage. *Zhurnal tekhnicheskoi fiziki*. 2021;91(8):1286–1292. (In Russ.) <https://doi.org/10.21883/JTF.2021.08.51106.15-21>

#### **Информация об авторах/ Information about the authors**

**Королев Максим Игоревич**, *Maxim I. Korolev*, Candidate of кандидат технических наук, руководитель высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, [m\\_korolev@ugrasu.ru](mailto:m_korolev@ugrasu.ru)  
*Engineering Sciences, Head of the Higher Oil School, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, [m\\_korolev@ugrasu.ru](mailto:m_korolev@ugrasu.ru)*

**Павлова Светлана Станиславовна**, кандидат технических наук, доцент высшей нефтяной школы, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

**Фаррахов Линар Анирович**, руководитель проекта, проектный офис по реализации технологических проектов, Морнефтегазпроект, г. Санкт-Петербург

**Квач Ирина Валериевна**, старший преподаватель кафедры инженерной графики, Балтийский государственный технический университет «ВОЕНМЕХ» им. Д. Ф. Устинова, г. Санкт-Петербург, irina.kvach2015@yandex.ru

**Svetlana S. Pavlova**, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Higher Oil School, Yugra State University, Khanty-Mansiysk

**Linar A. Farrakhov**, Project Manager, Project Office for the Implementation of Technological Projects, Morneftegazproekt, Saint Petersburg

**Irina V. Kvach**, Senior Lecturer of the Department of Engineering Graphics, Baltic State Technical University "VOENMEKH" named after D. F. Ustinov, irina.kvach2015@yandex.ru

Поступила в редакцию / Received 27.08.2025

Поступила после рецензирования / Revised 09.10.2025

Принята к публикации / Accepted 13.10.2025

**Правила подготовки рукописи**

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
  - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
  - сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.
2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.
3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.
4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала ([tumnig.tyuiu.ru](http://tumnig.tyuiu.ru)) и могут дублироваться по электронной почте ([shuvaevanv@tyuiu.ru](mailto:shuvaevanv@tyuiu.ru)). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.
  - Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), междустрочный интервал — 1. Абзацный отступ — 1 см.
  - Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation. Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт.
  - Иллюстрации вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подписанные подписи обязательны. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать  $\frac{1}{3}$  общего объема рукописи.
5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур без расшифровки не допускается. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.
6. Предоставляемая рукопись включает в себя следующие элементы:
  - индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
  - ключевые слова (не более 10 слов или 3–4 словосочетаний по теме статьи; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на рус. и англ. языках;
  - аннотация (объемом от 120 до 250 слов) — включает предпосылки исследования; краткие цели, которые были поставлены при написании статьи; ведущий метод, который позволяет выявить изложенную проблему; также необходимо кратко перечислить основные результаты и практическую значимость работы — на рус. и англ. языках;

- финансирование и благодарности (опционально) — блок может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования;

- информация об авторах (полные Ф.И.О., должность, ученая степень, звание, место работы, e-mail, ORCID (при наличии)) — на русском и английском языках;

- вклад авторов;

- конфликт интересов.

7. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): Введение; Объект и методы исследования; Экспериментальная часть/постановка эксперимента (опционально); Результаты; Обсуждение; Выводы; Список источников. Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

- **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

- **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

- **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

- **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

- **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них. В разделе «Выводы» не должно быть ссылок на источники литературы.

- **Список источников** (не менее 20 источников) должен содержать ссылки на актуальные научные работы отечественных и зарубежных специалистов. Объем самоцитирования — не более 30 % от общего числа ссылок.

- Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Ссылаться нужно в первую очередь на «авторизованные источники» — книги, статьи в журналах. Допускается упоминание диссертаций и патентов. Состав источников должен быть актуальным. Нормативно-техническую документацию (ГОСТ, СНИП, СанПиН и пр.), а также различные отчеты и карты следует оформлять как постраничные сноски.

8. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

9. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

10. Плата за опубликование рукописей не взимается.

11. С полным перечнем требований можно ознакомиться на сайте журнала [tumng.tyuiu.ru](http://tumng.tyuiu.ru)

### Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
  - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
  - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
  - Margins: top — 2.8 cm; bottom — 5.07 cm; left — 4.2 cm; right — 4.2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1.25 cm; bottom — 4.1 cm. Font size — 11 pt (Times New Roman), interline interval — 1. Paragraph indentation — 1 cm.
  - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt.
  - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed  $\frac{1}{3}$  of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with the International System of Units. Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. The presented manuscript contains:
  - The UDC code, the title of the article (10-12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
  - Keywords (no more than 10 words or 3-4 sentences on the topic of the article; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.
  - The abstract (120 to 250 words). It includes the background of the research; a brief summary of the objectives of the article; a key method that identifies the problem presented; a summary of the main findings and practical relevance of the article — in Russian and English.
  - Funding and Acknowledgements (optional section). It may include information about the grant under which the research was carried out, and acknowledgement of other scientists and/or companies that helped to carry out the study.
  - Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; e-mail; ORCID (if available)) — in Russian and in English.
  - Author contributions.
  - Conflict of interest.

7. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5-10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **References** (at least 20 sources) should contain links to current scientific works of national and international experts. Self-citations should not exceed 30 % of the total number of links.

- The authors are responsible for the accuracy of each link. All references must be numbered consecutively. References should be enclosed in square brackets (e.g. "as mentioned in [9, 10]"). Authors should refer primarily to "authorised sources", i.e. books, journal articles. Mention of dissertations and patents is allowed. The sources must be up-to-date. Normative and technical documentation (GOST, SNiP, SanPiN, etc.), as well as various reports and maps, should be prepared as page footnotes in accordance.

8. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

9. The article proofreading for nonresident authors is not provided. Manuscripts that do not meet the above requirements will not be considered and will not be returned to the authors.

10. The payment for publication of manuscripts is not collected.

11. A complete list of requirements is available on the journal's website [tumng.tyuiu.ru](http://tumng.tyuiu.ru)

На научно-технический журнал

**«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»**

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

**«Пресса России»:**

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

**«Пресса по подписке»:**

[https://www.akc.ru/itm/izvestiy\\_a-vy\\_iss\\_hih-uc\\_hebny\\_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/](https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/)

Редактор — В. И. Карашлийска  
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 3184.  
Дата выхода в свет 27.02.26. Формат 70x108/16.  
Уч.-изд. л. 7,40. Усл. печ. л. 11,6.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного  
образовательного учреждения высшего  
образования «Тюменский индустриальный университет».

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,  
Тюмень, ул. Киевская, 52.

---

---

Editor — Valeriya I. Karashliyska  
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 3184.  
Date of publishing 27.02.26. Sheet size 70x108/16.  
Published sheets 7,40. Conventional printed sheets 11,6.  
Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.  
625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.  
Printing house of the library and publishing complex.  
625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.